

Jörg Scheel

**Schaltzustandsoptimierung von 110-kV-Verteilnetzen zur Maximierung
des Abtransports von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen**

Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA)

Herausgegeben von
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
(Fachgebiet Elektrische Energieversorgung) und
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger
(Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen)
an der Technischen Universität Ilmenau.

Band 22

Jörg Scheel

**Schaltzustandsoptimierung von
110-kV-Verteilnetzen zur Maximierung
des Abtransports von Einspeisungen
aus erneuerbaren Energiequellen**



Universitätsverlag Ilmenau
2018

Impressum

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Angaben sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Diese Arbeit hat der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Ilmenau als Dissertation vorgelegen.

Tag der Einreichung: 10. Juli 2017
1. Gutachter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
(Technische Universität Ilmenau)
2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Ramzi Dib
(Technische Hochschule Mittelhessen)
3. Gutachter: Dr.-Ing. Frank Wirtz
(Bayernwerk AG)
Tag der Verteidigung: 26. Januar 2018

Technische Universität Ilmenau/Universitätsbibliothek

Universitätsverlag Ilmenau

Postfach 10 05 65

98684 Ilmenau

<http://www.tu-ilmenau.de/universitaetsverlag>

readbox unipress

in der readbox publishing GmbH

Am Hawerkamp 31

48155 Münster

<http://unipress.readbox.net/>

ISSN 2194-2838 (Druckausgabe)

ISBN 978-3-86360-190-4 (Druckausgabe)

URN urn:nbn:de:gbv:ilm1-2018000344

Titelfotos:

© iStockphoto.com : JLGutierre ; timmy ; 3alexnd ; Elxeneize ; tap10

yuyang/Bigstock.com

M. Streck, FG EGA | F. Nothnagel, FG EGA | D. Westermann, FG EEV

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter im Fachbereich Informationstechnik-Elektrotechnik-Mechatronik (IEM) der Technischen Hochschule Mittelhessen (THM) im Rahmen eines kooperativen Promotionsverfahrens mit dem Institut für elektrische Energie- und Steuerungstechnik im Fachgebiet Elektrische Energieversorgung der Technischen Universität Ilmenau und in Kooperation mit der ehemaligen E.ON Netz GmbH, Bayreuth.

Dem Institutsleiter und Hauptreferenten Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann gilt mein besonderer Dank für seine fachlichen Anregungen, die wertvollen Diskussionen und Ratschläge im Laufe dieser Arbeit. Hierfür, aber vor allem für seine freundliche Unterstützung, sein von Beginn an bestehendes Vertrauen in meine Person und die Ermöglichung meines Promotionsvorhabens danke ich ihm sehr.

Mein ganz besonderer Dank gilt dem Korreferenten Herrn Prof. Dr.-Ing. Ramzi Dib, der mich seit Beginn meines Studiums an der THM begleitet hat. Durch seine fortwährende Unterstützung hat er nicht nur einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen dieser Arbeit, sondern auch zu meiner fachlichen und auch persönlichen Entwicklung geleistet.

Diese Arbeit wäre aufgrund der stark praxisorientierten Aufgabenstellung nicht ohne die wohlwollende Unterstützung und Bereitstellung von Daten durch die ehemalige E.ON Netz GmbH und ihren Nachfolgeunternehmen möglich gewesen. Hierfür danke ich stellvertretend dem externen Korreferenten Herrn Dr.-Ing. Frank Wirtz, der dieser Arbeit seit Beginn konstruktiv begleitet hat.

Ebenfalls danken möchte ich Frau Eva Langstrof, Frau Sylviane Anton, Herrn Dr. Steffen König sowie Herrn Daniel Krotki für die Durchsicht des Manuskriptes.

Sehr dankbar bin ich für die Zeit mit meiner gesamten Familie, aus der ich immer wieder neue Kraft und Energie schöpfen konnte. Besonderen Dank gebührt meinen Eltern und meinem Bruder, die mir meine Ausbildung erst ermöglicht und mich stets in allen Belangen unterstützt haben.

Nicht zuletzt gilt mein herzlicher Dank meiner Frau Phuong für ihr entgegengebrachtes Verständnis, vor allem in der Schlussphase dieser Dissertation. Ihr widme ich diese Arbeit.

Kurzfassung

Das elektrische Energieversorgungssystem der Bundesrepublik Deutschland ist seit Jahren aufgrund energiepolitischer Vorgaben durch Veränderungen der Erzeugungsstruktur geprägt. Infolge der gezielten Förderung regenerativer Erzeugungsanlagen kam es zu einem massiven Zubau regenerativer Erzeugungsleistung im Bereich der Verteilnetze, der sich bis heute fortsetzt. In einigen Regionen überschreitet die installierte regenerative Erzeugungskapazität bereits die Spitzenlast der unterlagerten Mittelspannungsnetze erheblich, so dass es in ungünstigen Einspeisesituationen zu Überlastungen im Hochspannungsnetz kommen kann. Um die Netzsicherheit zu gewährleisten, sind die Verteilnetzbetreiber in diesen Situationen gezwungen die Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen zu reduzieren. Diese betrieblichen Eingriffe werden weiter zunehmen, da die Umsetzung von Netzverstärkungs- und Ausbauprojekten nicht mit der kontinuierlich steigenden Integration neuer Erzeugungsanlagen Schritt halten kann. In den überwiegend vermascht betriebenen Hoch- und Höchstspannungsnetzen kann die Anpassung der Netztopologie an die zu erwartende Einspeise- und Lastsituation ein geeignetes Mittel zur Engpassbeseitigung und zur Steigerung der Transportfähigkeit darstellen. Die vorliegende Arbeit widmet sich daher der Fragestellung, welche Energiemenge aus regenerativen Erzeugungsanlagen durch eine Schaltzustandsoptimierung bestehender 110-kV-Verteilnetze zusätzlich eingespeist werden kann. Für die Beantwortung der Fragestellung wird ein erweitertes Engpassmanagementverfahren vorgeschlagen das neben den topologischen Freiheitsgraden auch weiteren betrieblichen Anpassungsmaßnahmen, wie z. B. das Einspeisemanagement, berücksichtigt. Zur Bewertung des Netzbetriebszustandes erfolgt die Integration der aus der Netzsicherheitsrechnung bekannten Verfahren der Lastfluss- und (n-1)-Ausfallsimulation. In dieser Arbeit wird ein neuartiger, für diskrete Problemstellungen konzipierter Partikel-Schwarm-Optimierungsalgorithmus auf das vorliegende Problem der Schaltzustandsoptimierung zur Beseitigung von Engpässen adaptiert. Dieser Algorithmus hat sich als besonders robust für das vorliegende Optimierungsproblem erwiesen und gestattet auch im Hinblick auf die wechselnden Anforderungen der Netzbetriebsführung die Formulierung weiterer, beliebiger Optimierungsziele. Zur Reduzierung der Anzahl der diskreten Entscheidungsvariablen wird eine neuartige Modellierungsmethode für Quer- und Vollkupplungen vorgeschlagen. Diese Methode berücksichtigt implizit lokale Nebenbedingungen hinsichtlich der Verschaltung und erlaubt die realistische Abbildung aller praktisch umsetzbaren Kuppelmöglichkeiten. Die Validierung der vorgeschlagenen Methode erfolgt mit Hilfe numerischer Fallstudien unter Verwendung der stationären Netzberechnung an zwei realen, mittelgroßen 110-kV-Netzgruppen.

Den Untersuchungen liegen reale Einspeise- und Lastzeitreihen in viertelstündlicher Auflösung zu Grunde. Die Ergebnisse zeigen, dass durch eine Schaltzustandsoptimierung des Bestandsnetzes dessen Übertragungsfähigkeit gesteigert und die eingespeiste Energiemenge aus regenerativen Erzeugungsanlagen maximiert werden kann.

Das ausschöpfbare Maximierungspotential ist dabei in erheblichem Maß von den Netzstrukturen und dem Vermaschungsgrad des Netzes abhängig. Weiterhin wird der Nachweis erbracht, dass die Definition von mehreren Netznormalschaltzuständen zur Maximierung der Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen einerseits und zur Minimierung der Netzverluste andererseits über den Zeitraum eines Jahres möglich ist.

Abstract

The energy supply system of the Federal Republic of Germany has been characterized by profound changes in the generation structure due to energy policy requirements. As a result of the targeted promotion of renewable generation units (RGUs), there was a massive expansion of regenerative generation output in the area of distribution grids, which continues to this day. In several regions the renewable generation capacity currently exceeds the common peak load of subordinated medium voltage (MV) grids significantly. Unfavorable feed-in situations can lead to overloads in the high voltage grid. In such cases the Distribution System Operator (DSO) has to reduce the feed-in from RGUs to preserve a secure system state. These operational interventions will further increase because the realization of grid reinforcement and expansion projects cannot keep up with the continuously increasing integration of new renewable power plants. In mainly meshed high-voltage (HV) and extra-high-voltage (EHV) grids, the adjustment of the topology to the expected feed-in and load situation can be a suitable means for congestion removal and for increasing the transport capacity. This thesis investigates which energy amount of renewable generation units can be additionally feed-in and transported through the optimization of the switching state of existing 110-kV distribution grids. In order to answer this research question, an expanded congestion management method is proposed, which takes into account the topological degrees of freedom and also includes further operational measures, e.g. feed-in management. To evaluate the grid operation state, the load flow calculation and (n-1) reliability calculation method is also integrated. In this thesis, a novel discrete particle swarm optimization algorithm is adapted to the optimal transmission switching problem to eliminate congestions. This algorithm was selected because of its applicability and robustness for this kind of optimization problem. In regards to shifting requirements for power system operation, it allows the definition of further optimization objectives. To reduce the number of decision variables of the optimization problem, a novel modeling method of standard bus couplers without busbar sectioning and universal bus couplers with busbar sectioning is introduced. This method, which implicitly takes into account local coupling constraints, allows a realistic mapping of all practical coupling options. The validation of the proposed method is carried out through exemplary case studies at two real medium-sized 110 kV network groups. The investigations are based on real feed-in and load-time series in quarter-hour resolution. The results show that the transmission capacity of the existing grid can be increased by optimizing the switching state. The exploitable maximization potential depends to a considerable extent on the network structures and the meshing degree of the

distribution grid. Furthermore, it is shown that it is possible to define over a period of one year several seasonal grid normal switching states, which maximize the feed-in of renewable generation units on the one hand or which minimize the grid losses on the other hand.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung.....	V
Kurzfassung	VI
Abstract	VII
Inhaltsverzeichnis.....	IX
1 Einleitung.....	1
1.1 Auswirkungen der Energiewende auf den Netzbetrieb.....	1
1.2 Forschungsfragen und Vorgehensweise.....	4
2 Analyse	6
2.1 Aufbau des Elektrizitätsversorgungssystems	6
2.2 Engpass	8
2.3 Engpassmanagement in den Netzbetriebsprozessen	8
2.3.1 Netzbetriebsplanung.....	9
2.3.2 Netzbetriebsführung	9
2.4 Betriebliche Maßnahmen zur Engpassbeseitigung.....	10
2.4.1 Änderung der Netztopologie	11
2.4.2 Regeltransformatoren	14
2.4.3 Kompensationseinrichtungen	14
2.4.4 Flexible AC Transmission Systems.....	15
2.4.5 Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen.....	15
2.4.6 Einspeisemanagement	15
2.5 Netzsicherheitsniveau und Netzbetriebszustände	16
2.6 Verfahren zur Engpassdetektion und Optimierung.....	19
2.6.1 Lastflusssimulation.....	19
2.6.2 Ausfallsimulation	20
2.6.3 Kurzschlussimulation.....	21
2.6.4 Spannungs-Blindleistungs-Optimierung	21
2.7 Diskussion möglicher Einschränkung im Schaltbetrieb.....	22
2.8 Stand der Forschung.....	24

2.8.1	Schaltzustandsoptimierung	24
2.8.2	Modellierung von Netztopologieänderungen	27
2.9	Fazit	30
3	Verfahren zur Schaltzustandsoptimierung	32
3.1	Verfahrensanforderungen	32
3.2	Allgemeine Formulierung des Optimierungsproblems	33
3.3	Lösungsalgorithmen und Verfahrensauswahl.....	34
3.3.1	Charakteristika des Optimierungsproblems.....	34
3.3.2	Exakte Verfahren	35
3.3.3	Approximationsverfahren	35
3.3.4	Auswahl eines Lösungsverfahrens	36
3.4	Zielfunktion	37
3.4.1	Teilzielfunktion für ein engpassfreies Netz	37
3.4.2	Teilzielfunktion zur Minimierung der Netzverluste	38
3.4.3	Teilzielfunktion zur Minimierung der topologischen Maßnahmen	38
3.4.4	Ersatzzielfunktion	39
3.5	Nebenbedingungen	40
3.5.1	Lastflussrestriktion	40
3.5.2	Ausfallrestriktion	42
3.6	Entscheidungsvariablen	43
3.6.1	Netztopologie.....	43
3.6.2	Transformatorstufenstellung.....	48
3.6.3	Kompensationselemente	49
3.6.4	Blind- und Wirkleistungsanpassung der Erzeuger.....	49
3.7	Das Partikel-Schwarm-Optimierungsverfahren.....	50
3.7.1	Allgemeine Verfahrensbeschreibung und Begriffsdefinitionen	50
3.7.2	Verfahrensparametrierung	57
3.7.3	Verfahrensablauf.....	60
3.8	Kenngrößen zur Bewertung der Netztopologie	62

3.9 Engpassmanagementverfahren mit optimalen Topologiemassnahmen.....	63
3.10 Fazit.....	66
4 Numerische Fallstudien	67
4.1 Modellnetze.....	67
4.1.1 Modellierung des Hochspannungsnetzes	67
4.1.2 Modellierung über- und unterlagerter Netze	70
4.2 Modellierung der Netznutzung.....	70
4.2.1 Deterministischer und probabilistischer Ansatz.....	70
4.2.2 Verwendete Einspeise- und Lastgangdatensätze.....	71
4.2.3 Exemplarische Darstellung der Einspeise- und Lastcharakteristiken.....	72
4.3 Untersuchungsergebnisse	76
4.3.1 Auswirkungen der Restriktionsmodellierungsmethode.....	76
4.3.2 Engpassmanagement in der operativen Betriebsplanung und Führung.....	77
4.3.3 Einspeisemanagement mit stufenloser Anlagenregelung.....	85
4.3.4 Engpassmanagement in der mittel- bis langfristigen Betriebsplanung.....	89
5 Zusammenfassung und Ausblick	97
5.1 Zusammenfassung.....	97
5.2 Ausblick	99
6 Literaturverzeichnis	101
A. Anhang.....	112
A.1 Modellnetze.....	112
A.2 Netznutzungssituationen	115
B. Abkürzungsverzeichnis.....	117
C. Formelverzeichnis.....	119
D. Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	124

1 Einleitung

1.1 Auswirkungen der Energiewende auf den Netzbetrieb

Das elektrische Energieversorgungssystem der Bundesrepublik Deutschland ist aufgrund der energiepolitischen Vorgaben durch tiefgreifende Veränderungen der Erzeugungsstruktur geprägt, die unter dem Stichwort „Energiewende“ zusammengefasst werden können. Die Umstellung auf eine Erzeugung basierend auf Erneuerbaren Energien (EE) hat erhebliche Auswirkungen auf die Planung und den Betrieb der elektrischen Netze.

Gemäß den Vorgaben der Bundesregierung soll der Anteil der regenerativen Erzeugung im Jahr 2020 bis auf 30 Prozent steigen und auch in der Folgezeit kontinuierlich weiter ausgebaut werden. Diese, vor allem durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [1] angestoßene Entwicklung, beruht jedoch auf der grundlegenden Annahme, dass auch die Stromnetze diesen Wandel nachvollziehen und entsprechende Übertragungs- und Verteilungskapazitäten schaffen. Die heutigen, über Jahrzehnte gewachsenen Netzstrukturen wurden ursprünglich für den Transport zentral bereitgestellter Energie – eingespeist in die Hoch- und Höchstspannungsebene – in die meist nahen Verbrauchszentren ausgelegt. In den unterlagerten Verteilnetzen der Mittel- und Niederspannungsebene waren in der Vergangenheit keine nennenswerten Erzeugungskapazitäten angeschlossen, so dass sich ein Lastfluss ausgehend von den zentralen Erzeugungsanlagen zum Endverbraucher eingestellt hat. Die intensive Förderung von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energieträger hat in den vergangenen Jahren zu einem massiven Zubau regenerativer Erzeugungsleistung, vor allem im Bereich der Verteilnetzebene, geführt. Dabei nehmen Windenergie- und Photovoltaikanlagen nach Erzeugungstechnologie die höchsten Anteile ein, wobei diese Anlagen vornehmlich in der Niederspannungs- (NS) und Mittelspannungsebene (MS) angeschlossen werden. In der Hochspannungs- (HS) und Höchstspannungsebene (HöS) dominiert die Erzeugung aus Windenergie (siehe Abb. 1.1).

Als Folge dieses Zubaus kommt es zu einer kontinuierlichen Verdrängung konventioneller Kraftwerke und zu einer Dezentralisierung und räumlichen Verschiebung der Erzeugung. Die Standortauswahl für regenerative Erzeugungsanlagen richtet sich nach dem Dargebot des Primärenergieträgers und ist weitestgehend entkoppelt von der regionalen Verbraucherstruktur bzw. der lokalen Lastdichte. Während der Zubau von Photovoltaikanlagen vorwiegend in den einstrahlungsintensiveren Regionen in Süddeutschland voranschreitet, werden Windenergieanlagen vorzugsweise in den windstarken Regionen in Nord- und Ostdeutschland installiert. Die Lastdichte in den betroffenen Regionen liegt zum Teil erheblich unter der installierten Gesamt-erzeugerleistung, was vor allem in Situationen hoher Einspeisung zu einer Lastflussumkehr und zur Rückspeisung in die Hoch- und Höchstspannungsebene führt [4], [5].

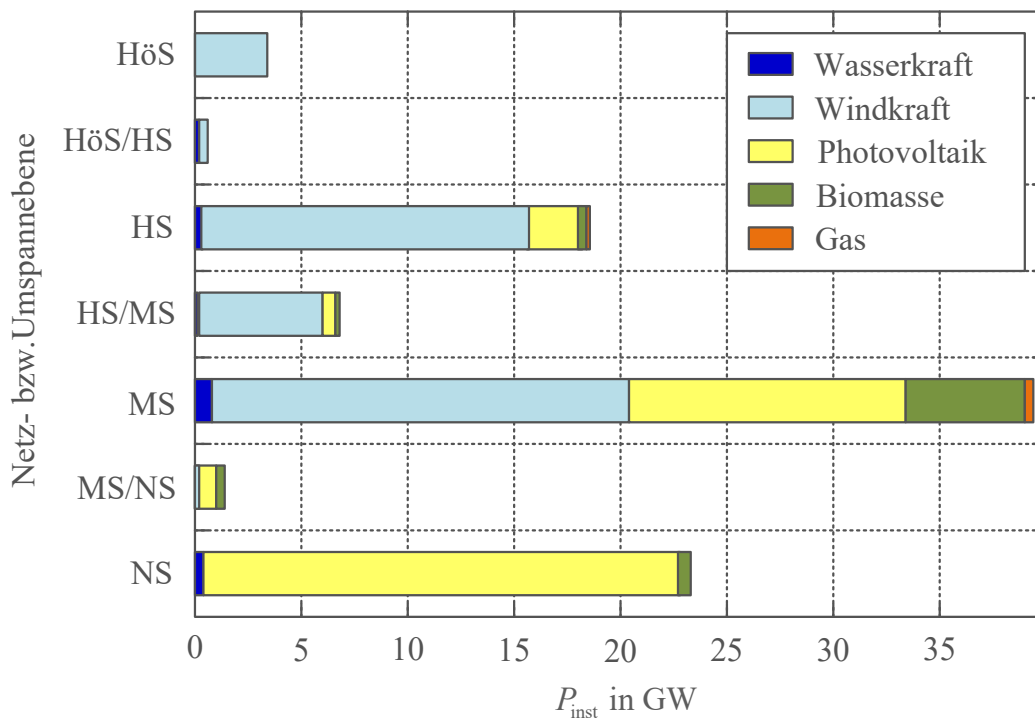


Abb. 1.1: Installierte Leistung von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien verteilt auf die Netz- und Umspannebenen für das Jahr 2015 in Anlehnung an [2], [3]

Drohen die Lastflüsse die Übertragungskapazitäten der Netzbetriebsmittel zu überschreiten, so sind die Netzbetreiber gezwungen durch geeignete Eingriffe in das Betriebsgeschehen den Engpass zu beseitigen. Zur Wahrung der Netzsicherheit wird durch den Netzbetreiber als letzte Maßnahme eine temporäre stufenförmige Reduzierung bzw. Begrenzung der regenerativen Erzeugung im Rahmen des Einspeisemanagement (EinsMan) vorgenommen [6], [7]. Tendenziell ist in den vergangenen Jahren ein Anstieg der Eingriffe der Netzbetriebsführung insbesondere von Einspeisemanagementmaßnahmen zu verzeichnen. Dabei gehen erhebliche Energiemengen aus regenerativen Erzeugungsanlagen ungenutzt verloren. So hat sich die seit 2009 bis zum Jahr 2015 im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen abgeregelte Energiemenge von ca. 74 GWh auf 4722 GWh erhöht [8].

Ungeachtet dieser betrieblichen Maßnahmen sind die Netzbetreiber nach aktueller Regulierung [6] verpflichtet, die Netze so auszulegen und auszubauen, dass sie die Transportaufgabe langfristig in vollem Umfang erfüllen können. Das Einspeisemanagement zur gezielten Reduktion des Netzausbaubedarfs einzusetzen wird zwar in einigen Untersuchungen diskutiert [9], [10], bisher aber nicht regulatorisch umgesetzt.

Basierend auf Studien und Analysen von Netzbetreibern wird für das deutsche Hoch- und Höchstspannungsnetz aufgrund der beschriebenen Entwicklungen für die kommenden Jahre ein

erheblicher Netzausbaubedarf prognostiziert [11], [12], [13], [14], [15], [16]. Bis zum Jahr 2017 wird erwartet, dass lediglich ca. 45 % der nach EnLAG aus dem Jahr 2009 geplanten Maßnahmen umgesetzt sind [8], [11]. Aufgrund der fehlenden gesellschaftlichen Akzeptanz von Netzausbaumaßnahmen [17] und den, trotz entsprechender eingeleiteter Gesetzesinitiativen zur Beschleunigung des Netzausbaus [12] immer noch langwierigen Planungs- und Genehmigungsverfahren, ist auch zukünftig mit erheblichen Verzögerungen bei der Umsetzung von Netzbau- und Ausbaumaßnahmen zu rechnen. Zur Vermeidung von Netzengpässen sind die Netzbetreiber dazu angehalten vor dem Netzausbau auch Maßnahmen zur Optimierung und Verstärkung des Bestandsnetzes zu prüfen und umzusetzen. Diese Vorgehensweise ist im sogenannten NOVA-Prinzip verankert [16], [18], [19]. Dieses Prinzip priorisiert Maßnahmen der Netzoptimierung, vor Maßnahmen der Netzverstärkung und vor Maßnahmen des Netzausbaus:

- Netzoptimierung, z. B:
 - Anpassung des Schaltzustandes
 - Freileitungsmonitoring (FLM)
 - Auslastungsmonitoring (ALM)
- Netzverstärkung, z. B:
 - Zu- bzw. Umbeseilen bestehender Trassen
 - Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS)
 - Leitungsneubau auf bestehenden Trassen
 - Austausch von Betriebsmitteln, wie z. B: Transformatoren
- Netzausbau, z. B:
 - Neubau von Leitungen, Umspannwerken und Schaltanlagen
 - Zubau von Transformatoren und Kompensationseinrichtungen

Darüber hinaus stellt der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren (PST) oder von FACTS-Elementen (Flexible AC Transmission Systems) eine Möglichkeit dar, Engpässe zu beseitigen, da durch sie eine gezielte Steuerung der Blind- und Wirkleistungsflüsse in einem Netz möglich ist. Von allen genannten Maßnahmen stellt die Anpassung des Schaltzustandes eine vergleichsweise kostengünstige Maßnahme zur Beseitigung von Engpässen dar, da Schaltzustandsänderungen im Bestandsnetz ohne vorige Investitionen in die Netzinfrastruktur, die zum Einsatz neuer Technologien, wie z. B. des FLM, erforderlich sind, durchgeführt werden können.

Aus diesem Grund fokussiert sich die vorliegende Arbeit auf die Schaltzustandsoptimierung von Bestandsnetzen, mit der Zielstellung die eingespeiste Energiemenge regenerativer Erzeugungsanlagen unter Einhaltung der Randbedingungen für einen sicheren Netzbetrieb zu maximieren.

1.2 Forschungsfragen und Vorgehensweise

Die vorliegende Arbeit widmet sich folgenden Fragestellungen:

- F1 Welche Energiemenge aus regenerativen Erzeugungsanlagen kann durch eine Schaltzustandsoptimierung eines 110-kV-Verteilnetzes im Vergleich zu einem nicht-optimierten Netz zusätzlich abgeführt werden?*
- F2 Kann durch ein stufenloses Einspeisemanagement-Regelungsverfahren regenerativer Erzeugungsanlagen die eingespeiste Energiemenge dieser Anlagen maximiert werden?*
- F3 Lassen sich für ein 110-kV-Verteilnetz unterschiedliche Netznormalschaltzustände definieren, die einerseits einen verlustminimalen Betrieb und andererseits eine maximale Einspeisung aus erneuerbaren Energien gewährleisten?*

Trotz der Fokussierung auf die 110-kV-Verteilnetzebene, sind die adressierten Forschungsfragen nicht alleinig auf Deutschland und diese Netzebene bezogen. Das vorgestellte Verfahren ist auf beliebige Netzstrukturen anwendbar.

Der Beantwortung dieser Fragen widmet sich die vorliegende Arbeit in 5 Kapiteln.

In **Kapitel 2** erfolgt die detaillierte Analyse des Forschungsgegenstandes, wobei zunächst die Umsetzung des Engpassmanagements in den unterschiedlichen Netzbetriebsprozessen dargestellt wird. Darüber hinaus werden die bestehenden Verfahren zur Engpassdetektion und die betrieblichen Freiheitsgrade des Netzbetreibers zur Engpassbeseitigung skizziert sowie die möglichen Einschränkungen im Schaltbetrieb diskutiert. Das Kapitel schließt mit der Analyse zum Stand der Forschung bzgl. der Schaltzustandsoptimierung und der Modellierung von Netztopologieänderungen.

Basierend auf den in Kapitel 2 erarbeiteten Erkenntnissen werden in **Kapitel 3** zunächst die Verfahrensanforderungen aufgeführt, anhand derer die Auswahl eines geeigneten Lösungsverfahrens zur Schaltzustandsoptimierung erfolgt. Die mathematische Formulierung der Zielfunktion, der Nebenbedingungen sowie der Entscheidungsvariablen des Optimierungsproblems erfolgt im Anschluss. Danach wird das Verfahren zur Schaltzustandsoptimierung vorgestellt und die Kenngrößen zur Bewertung einer Netztopologie vorgeschlagen. Schließlich wird unter Einbindung bestehender Module der höheren Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen ein erweitertes Engpassmanagementverfahren mit optimalen Topologiemassnahmen vorgeschlagen.

In **Kapitel 4** wird anhand numerischer Fallstudien die Leistungs- und Funktionsfähigkeit der entwickelten Methode und der Modelle nachgewiesen. Dies geschieht auf Basis von zwei realistischen Modellnetzen unter Berücksichtigung realistischer Netznutzungsszenarien. Mit den Untersuchungen wird schließlich die Beantwortung der Forschungsfragen vorgenommen.

Kapitel 5 fasst schließlich die Ergebnisse der numerischen Fallstudien zusammen. Basierend auf diesen Erkenntnissen wird abschließend ein Ausblick auf weiterführende Forschungsfelder gegeben und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

2 Analyse

2.1 Aufbau des Elektrizitätsversorgungssystems

Das Elektrizitätsversorgungssystem lässt sich in insgesamt sieben Netz- und Umspannebenen [20] unterteilen (vgl. Abb. 2.1), wobei die Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie den Netzebenen 1, 3, 5 und 7 obliegt.

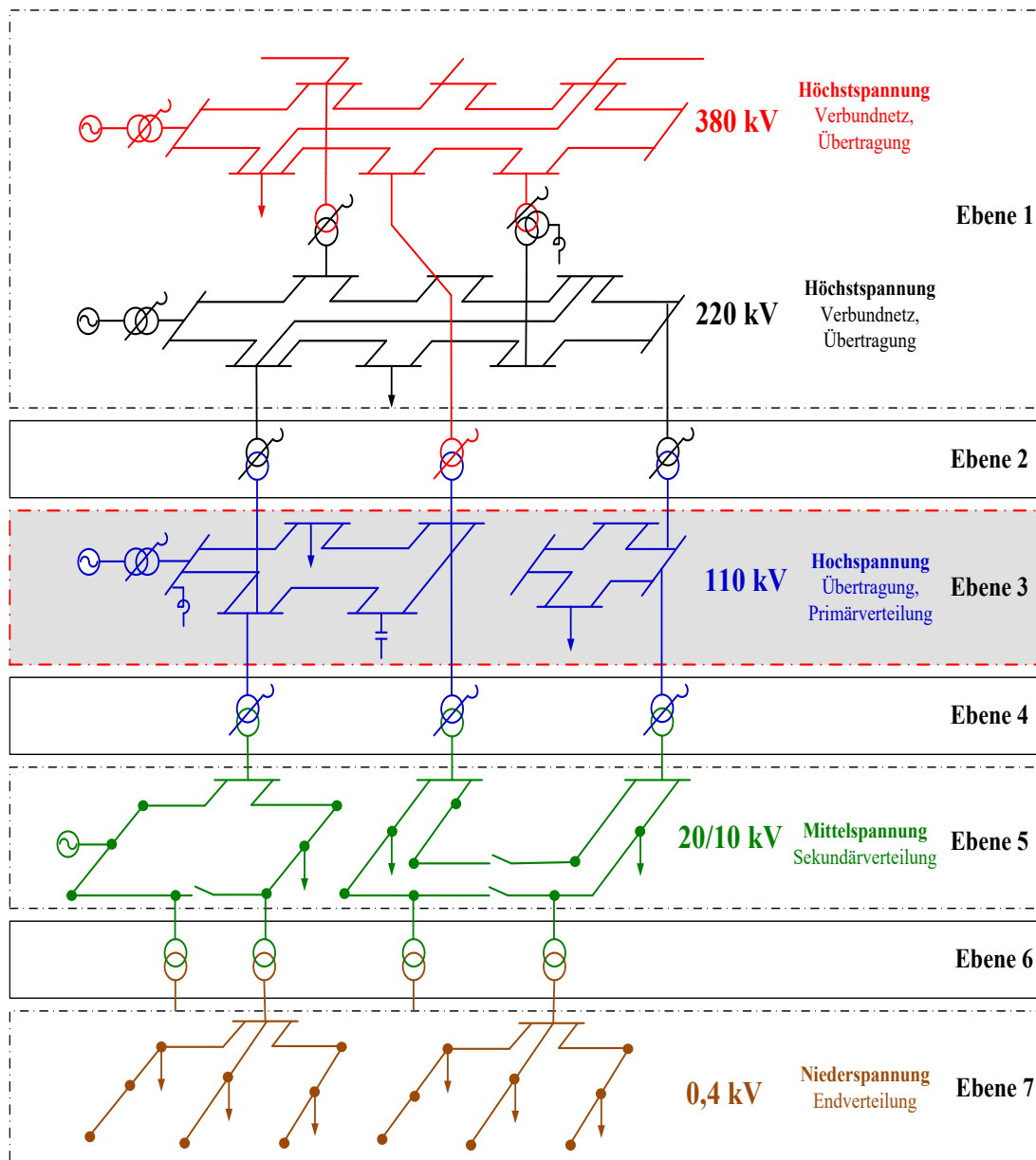


Abb. 2.1: Aufbau des Elektrizitätsversorgungssystems und Abgrenzung des Betrachtungsbereichs in Anlehnung an [21]

Das Höchstspannungsnetz (HöS) mit den Spannungsebenen 380 kV und 220 kV dient als Verbundnetz dem überregionalen und internationalen Energieaustausch, sowie dem Transport der von den Großkraftwerken bereitgestellten elektrischen Energie zu den nachgelagerten Netzen der Primärverteilung. Aus Gründen der Versorgungssicherheit weisen vor allem die Höchstspannungsnetze stark vermaschte Netzstrukturen auf.

Die Hochspannungsnetze (HS) werden in Deutschland überwiegend mit einer Nennspannung von 110 kV betrieben. Sie erfüllen sowohl Aufgaben der Übertragung und der regionalen Verteilung und speisen die nachgeordneten Sekundärverteilnetze. Aufgrund ihrer überwiegend vermaschten Struktur und Betriebsweise, weisen diese Netze vergleichbare topologische Freiheitsgrade wie das überlagerte Transportnetz auf.

Sowohl das Höchst- als auch die Hochspannungsnetze besitzen umfangreiche Kommunikationsverbindungen (Fernwirklinien) zu allen Schaltanlagen und Kraftwerken, wodurch eine zentrale Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit des Netzes erzielt wird.

Die meisten Mittelspannungsnetze (MS) werden in Deutschland üblicherweise mit einer Nennspannung von 20 kV oder 10 kV betrieben. Ihre Aufgabe ist die Verteilung der elektrischen Energie über Kundenstationen an Industriekunden mit hohem Lastbedarf oder an Ortsnetzstationen, welche die Weiterverteilung an die in den Niederspannungsnetzen (NS) angeschlossenen Verbraucher übernehmen. Bestehende Mittelspannungsnetze werden üblicherweise als offene Ring- oder Strangstrukturen betrieben [21].

Das öffentliche Niederspannungsnetz (NS) mit einer Nennspannung von 0,4 kV übernimmt die Endverteilung der Energie von den aus dem überlagerten Mittelspannungsebene gespeisten Ortsnetzstationen zu den direkt angeschlossenen Haushalts-, Gewerbe- und kleinen Industriekunden. Die NS-Netze werden üblicherweise als einfache Strahlen-, offen betriebene Ring- oder Strangnetze aufgebaut. In dicht besiedelten Gebieten können aber auch hier vereinzelt vermaschte Strukturen auftreten [22].

Im Gegensatz zu den Netzen der HS- und HöS-Ebene, die vollständig fernwirktechnisch erschlossen sind, bestehen für die MS-Netze lediglich Fernwirkverbindungen zu den speisenden 110-kV-/20-kV- bzw. 110-kV-/10-kV-Umspannanlagen. Darüber hinaus können ggf. noch wenige Mittelspannungsnetzstationen ferngesteuert werden. In den NS-Netzen werden heute noch keine vergleichbaren Einrichtungen zur Fernsteuerung- und Fernüberwachung eingesetzt.

Die im Fokus dieser Arbeit stehenden 110-kV-Verteilnetze weisen aufgrund ihres vermaschten, redundanten Aufbaus und den dort eingesetzten Doppel- und Mehrfachsammlerschienensystemen vergleichbare topologische Freiheitsgrade wie die überlagerten Höchstspannungsnetze auf. Darüber hinaus stellt die zentrale Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit des Netzes eine unabdingbare Bedingung für eine Schaltzustandsoptimierung zur Maximierung der Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen dar. Voraussetzung hierfür ist ein hoher fernwirktechnischer

Ausstattungsgrad, der auf Verteilnetzebene nur in den 110-kV-Netzen erfüllt ist. Der Betrachtungsbereich in der vorliegenden Arbeit beschränkt sich auf die 110-kV-Netzführungsgrenzen, welche im Allgemeinen den Eigentumsgrenzen des jeweiligen Netzbetreibers entsprechen. Sowohl der HöS-/HS- Transformator, als auch der HS-/MS-Transformator sowie diesen Betriebsmitteln zugeordneten Schaltgeräte befinden sich in der Regel im Eigentum des Höchstspannungs- bzw. Mittelspannungsnetzbetreibers. Der 110-kV-Verteilnetzbetreiber verfügt somit weder für die Schaltgeräte noch für die Transformatorstufensteller über eine Schalthoheit. Die genaue Festlegung erfolgt durch entsprechende vertragliche Vereinbarungen zwischen den Netzbetreibern oder zwischen Netzbetreiber und Kunde [23]. Der definierte Betrachtungsbereich stellt keine Einschränkung des vorgestellten Ansatzes dar, da er auch auf andere Netzebenen anwendbar ist.

2.2 Engpass

Die HS- und HöS-Netze werden heute nach dem (n-1)-Prinzip geplant und betrieben [24]. Die Anforderungen dieses Kriteriums werden von einem Netz erfüllt, wenn es den störungsbedingten Ausfall einer Komponente (Betriebsmittel, Erzeugungseinheit) ohne unzulässige Einschränkungen seiner eigenen Übertragungs- bzw. Verteilfunktion übersteht. Entsprechend der Definition im Transmission Code [7] liegt ein Engpass, d. h. eine Gefährdung oder Störung der Netzsicherheit, dann vor, wenn im Normalbetrieb oder im Falle eines berücksichtigten Betriebsmittelausfalls eine dauerhafte Verletzung betrieblicher Grenzwerte eintreten würde. Darüber hinaus gilt es Versorgungsunterbrechungen, Folgeauslösungen und Störungsausweitungen oder den Verlust der Stabilität von Erzeugungseinheiten zu vermeiden.

2.3 Engpassmanagement in den Netzbetriebsprozessen

Die Engpassbeseitigung im Rahmen des Engpassmanagements kann grundsätzlich an allen Stellen der Prozesslinie von der Planung bis zum Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems durchgeführt werden. In der Netzausbauplanung werden die Engpässe langfristig durch eine Erhöhung der Transportkapazität beseitigt. Die Beseitigung von Engpässen in einem kurzfristigeren Zeithorizont fällt dem Netzbetrieb zu und findet in den Prozessen der Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung statt (siehe Abb. 2.2).

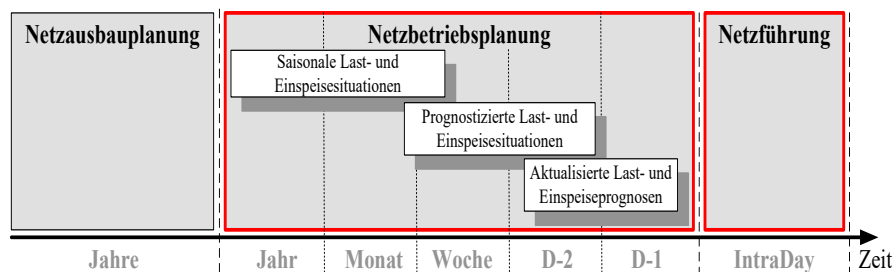


Abb. 2.2: Zeitbereiche der Netzbetriebsprozesse, in Anlehnung an [2], [25], [26]

Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt auf der langfristigen bis hin zur operativen Netzbetriebsplanung sowie Netzbetriebsführung, weshalb der Prozess der Netzausbauplanung nicht weiter thematisiert wird.

2.3.1 Netzbetriebsplanung

Der Betriebsplanungsprozess umfasst Zeiträume von bis zu einem Jahr vor der physikalischen Erfüllung der Versorgungsaufgabe. Bereits zu Beginn dieses Zeitraums, welcher der langfristigen Netzbetriebsplanung zugeordnet wird, beginnt die Planung der Betriebsmittelfreischaltungen und Kraftwerksrevisionen. Ziel ist es, die einzelnen Maßnahmen so zu koordinieren, dass unter Berücksichtigung der zu erwartenden Versorgungsaufgabe ein grundsätzlich sicherer Netzbetrieb unter Einhaltung der betrieblichen Grenzwerte gewährleistet werden kann. Dazu werden unter Berücksichtigung der geplanten Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln Netzsicherheitsrechnungen auf Basis abgestimmter Referenzszenarien durchgeführt, die aus statistischen saisonalen Last- und Einspeisesituationen der Vergangenheit gewonnen werden, um mögliche Engpässe zu detektieren. Können die Engpässe nicht durch die Maßnahmen des Netzbetreibers beseitigt werden, wird die Planung der Nichtverfügbarkeiten angepasst und die Netzsicherheitsrechnung wiederholt.

In der kurzfristigen, operativen Betriebsplanung wird ausgehend von den Last- und Einspeiseprognosen für den nächsten Tag der Netzbetrieb für den Folgetag geplant („Heute für Morgen“- Tag D-1). In dieser Prozessphase der vortägigen Engpassvorschau - Day Ahead Congestion Forecast (DACF) - werden die bereits am Tag D-2 im Two Day Ahead Congestion Forecast (D2CF) ermittelten Datensätze aktualisiert. Die Netzsicherheitsrechnungen werden in dieser Prozessphase mehrfach und in kürzeren Zykluszeiten mit jeweils aktualisierten Last- und Einspeiseprognosen wiederholt. Ergeben sich hieraus mögliche Gefährdungen der Netzsicherheit, bestimmt der Netzbetreiber zusätzliche Gegenmaßnahmen, die zur Behebung der ermittelten Grenzwertverletzungen geeignet sind. Da es sich zu diesem Zeitpunkt noch um einen prognostizierten Systemzustand und damit um eine lediglich potentielle Gefährdung handelt, werden diese präventiven Maßnahmen in der Regel nicht unmittelbar umgesetzt, sondern in einem Maßnahmenkatalog zusammengefasst. Lediglich Maßnahmen, deren Umsetzung längere Vorlaufzeiten erfordern, müssen bereits wesentlich vor der physikalischen Gefährdung angestoßen werden.

2.3.2 Netzbetriebsführung

Die Netzbetriebsführung ist für die Sicherstellung der Betriebsaufgabe im laufenden Prozess („Heute für Heute“- Tag D) verantwortlich, wobei die zuvor in der kurzfristigen Betriebsplanung bestimmten Maßnahmen realisiert und umgesetzt werden. Basierend auf den aktuellen Einspeise- und Lastsituationen werden rollierende Netzsicherheitsrechnungen durchgeführt und die vortägige Engpassvorschau (DACF) im Intraday Congestion Forecast-Prozess (IDCF) untertäglich fort-

laufend aktualisiert. Als Reaktion auf Prognosefehler und Betriebsmittelausfälle werden weitergehende Maßnahmen identifiziert und umgesetzt. Im Gegensatz zu den Betriebsplanungsprozessen, die eine vollständige Beseitigung von Grenzwertverletzungen für den späteren Zeitpunkt der physikalischen Realisierung anstreben und in denen simulierte Grenzwertverletzungen nur mögliche potentielle Engpässe darstellen [25], sind Grenzwertverletzungen innerhalb des Betriebsführungsprozesses eine direkte Gefährdung der Netzsicherheit. Um die Netzsicherheit zeitnah wieder herzustellen und eine Störungsausweitung zu vermeiden, werden von der Netzbetriebsführung korrektive Maßnahmen ergriffen.

2.4 Betriebliche Maßnahmen zur Engpassbeseitigung

Zur Wahrung eines sicheren Netzbetriebes stehen dem Netzbetreiber verschiedene Maßnahmen zur Engpassbeseitigung zur Verfügung. Die Anwendung dieser Maßnahmen erfolgt stets nach dem Grundsatz der maximalen Wirksamkeit und ist an bestimmte Netzbetriebszustände gebunden. Darüber hinaus darf die Umsetzung einer Maßnahme nicht zu einer weiteren Verschlechterung des Netzsicherheitsniveaus führen [2], [26]. Das einem Netzbetreiber zu Verfügung stehende Maßnahmenportfolio, welches in §13 EnWG [6] reguliert ist, umfasst:

- **Netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 1 EnWG**

Hierbei handelt es sich grundsätzlich um Eingriffsmöglichkeiten, die primär durch die Beeinflussung von Netzbetriebsmitteln gegeben sind. Hierzu zählen vor allem die Änderung der Netztopologie durch Schaltmaßnahmen, die Anpassung von Transformatorstufenstellern, Anpassung der Blindleistungseinspeisung von konventionellen oder regenerativen Erzeugungsanlagen oder die Ausnutzung betrieblicher Toleranzen.

- **Marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG**

Hierbei handelt es sich um Eingriffe in die Last- und Einspeisesituation, bei denen durch die Netzbetreiber Anpassungen der Wirkleistungseinspeisungen oder Entnahmen vorgenommen werden. Hierzu zählen exemplarisch das Erzeugungs- und Lastmanagement.

- **Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 bzw. § 14 Abs. 1 EnWG**

Diese Maßnahmen dürfen durch die Netzbetreiber erst ergriffen werden, wenn das Portfolio der netz- und marktbezogenen Maßnahmen ausgeschöpft ist. Die Notfallmaßnahmen zeichnen sich dadurch aus, dass sie anders als marktbezogene Maßnahmen nicht auf vertraglichen Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Netznutzern, sondern auf dem gesetzlichen Eingriffsrecht der Netzbetreiber zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisungen oder Entnahmen beruhen. Bei der Anpassung der Wirkleistungseinspeisung muss das Vorrangprinzip von EE-Anlagen nach § 11 EEG [1] gewährleistet werden. Eine Reduzierung der Einspeisung aus diesen Anlagen mittels Einspeisemanagement

(EinsMan) nach § 14 EEG ist erst nach Abregelung aller konventioneller Erzeugungsanlagen mit wesentlichem Einfluss auf den Engpass zulässig.

Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, können die einzelnen Maßnahmen durch den Netzbetreiber entweder eigenverantwortlich umgesetzt oder kaskadiert an den nachgelagerten Netzbetreiber weitergereicht werden. Die Verpflichtung der Verteilnetzbetreiber (VNB) zur Unterstützung des überlagerten Netzbetreibers ist in § 14 Abs. 1c EnWG [6] verankert.

2.4.1 Änderung der Netztopologie

Bei voller Anlagen- und Betriebsmittelverfügbarkeit und keiner erkennbaren Gefährdung der Netzsicherheit wird das HS-Netz im Normalschaltzustand betrieben. Diese Normalschaltung oder Regeltopologie ist für die jeweilige Versorgungsaufgabe unter Berücksichtigung der betrieblichen Grenzwerte optimiert [21], [27]. Abweichungen von dieser betrieblich angestrebten Schalttopologie ergeben sich zum einen bei geplanten Außerbetriebnahmen von Anlagen im Rahmen von Instandhaltungs-, Netzbau- oder Ausbaumaßnahmen oder durch unvorhersehbare Betriebsmittelausfälle. Kann die Netzsicherheit im bestehenden Normalschaltzustand nicht gewährleistet werden, so besteht grundsätzlich die Möglichkeit, die Netztopologie durch geeignete Schalthandlungen an die aktuelle bzw. zu erwartende Last- und Einspeisesituation anzupassen [25]. Netztopologieänderungen durch Schalthandlungen führen grundsätzlich zu einer Veränderung der Zweigimpedanzen, was wiederum einen mitunter erheblichen Einfluss auf die lokalen Leistungsflüsse und Knotenspannungen haben kann. Dadurch besteht die Möglichkeit, den Lastfluss auf weniger belastete Stromkreise zu verlagern und dadurch eine Entlastung der überlasteten Netzelemente herbeizuführen. Als mögliche topologische Maßnahmen für eine Zweigentlastung kommen in Betracht:

- **Erhöhung der Vermaschung** durch Zuschalten abgeschalteter, paralleler Stromkreise oder durch das Schließen offener Kupplungen,
- **Umverteilen von Einspeisungen und Lasten** auf andere Sammelschienen um die Leistungsbilanz an den Anschlussknoten anzupassen, oder durch
- das **Abschalten des überlasteten Zweiges**. Diese Maßnahme setzt allerdings die Existenz ein oder mehrerer paralleler Zweige mit ausreichender Stromtragfähigkeit voraus.

Grundsätzlich können Topologiemassnahmen durch den Netzbetreiber auch zur Spannungshaltung eingesetzt werden. Drohen in Folge eines unternatürlichen Netzbetriebs Verletzungen der oberen Spannungsgrenze, kann die Spannung durch Abschalten unternatürlich betriebener Stromkreise abgesenkt werden. Prinzipiell ist auch eine Anhebung der Spannung durch eine zusätzliche Vermaschung möglich. Während die Erhöhung der Vermaschung aufgrund der sich reduzierenden Strompfadimpedanzen grundsätzlich die Spannungshaltung begünstigt, führt diese

Maßnahme bei einer gegebenen Einspeise- und Lastsituation stets zu höheren Kurzschlussströmen. Ein nennenswertes Potential mit einer Vermaschung eine Spannungsanhebung zu erreichen, ist in der Regel nicht gegeben, da die Netze in der Normalschaltung zur Gewährleistung maximaler Redundanz und minimaler Netzverluste bereits stark vermascht betrieben werden. Die topologischen Freiheitsgrade der Netze ergeben sich aus dem Schaltanlagenaufbau. In den deutschen Hochspannungsnetzen werden im Wesentlichen Einfach- und Mehrfach-sammelschienenanlagen, sowie die Block- und H-Schaltung eingesetzt [28], [29], [30] (siehe Abb. 2.3).

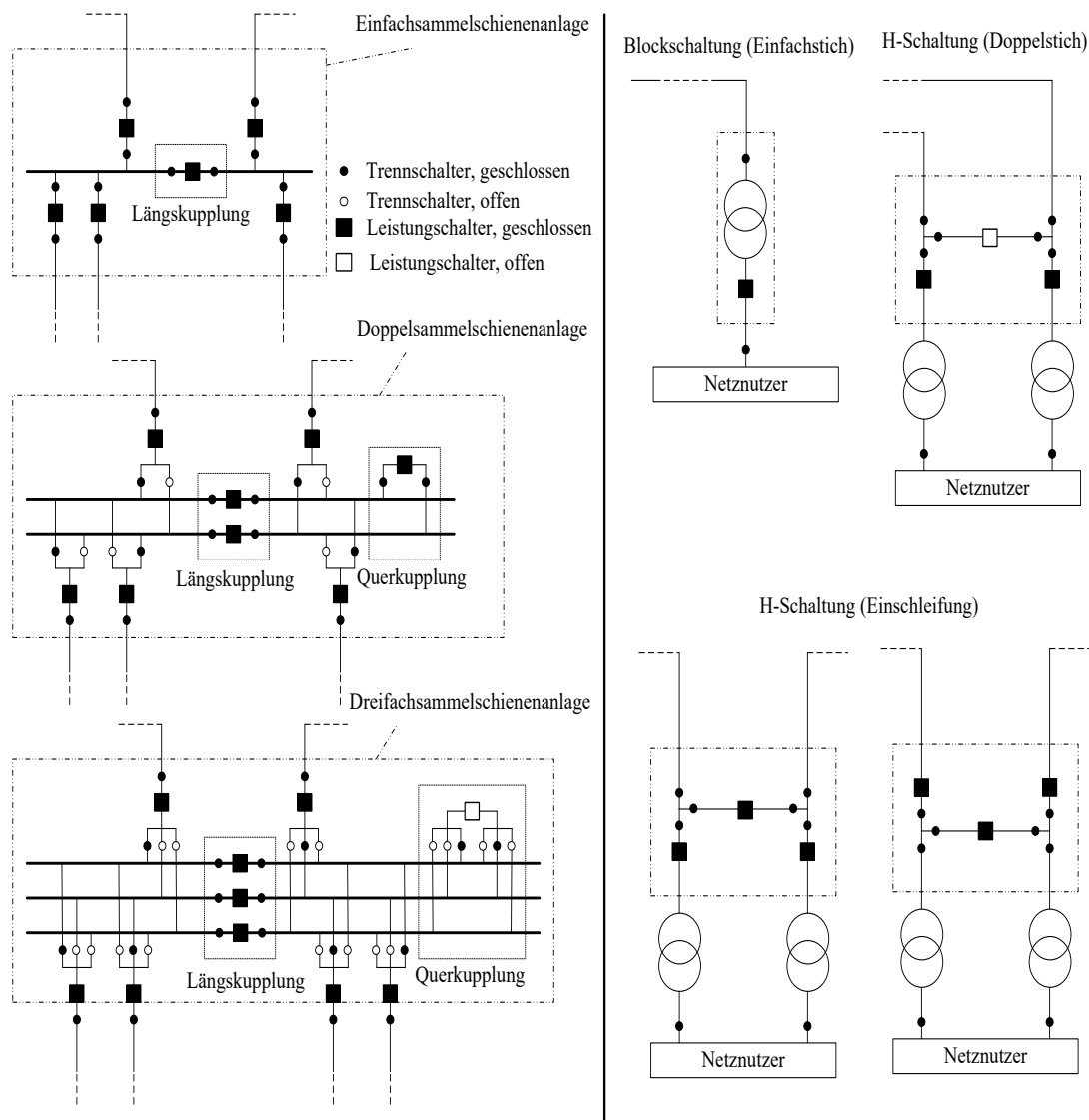


Abb. 2.3: Schaltanlagen auf der 110-kV-Verteilnetzebene in Anlehnung an [31]

Mehrfachsammelschienenanlagen werden vor allem dann eingesetzt, wenn eine höhere betriebliche Flexibilität gewünscht wird. So ist z. B. der getrennte Mehrschienenbetrieb eine häufig

genutzte Maßnahme zur Begrenzung der Kurzschlussströme [21]. Die Anlagen, die besonders hohe Anforderung an die Versorgungszuverlässigkeit stellen, werden zusätzlich mit Umgehungs-schienen ausgestattet. Durch den Einsatz einer oder mehrerer Längskupplungen, mit dem das Auftrennen der einzelnen Sammelschienen in einen oder mehrerer Sammelschienenabschnitte möglich ist, kann die Flexibilität weiter gesteigert werden.

Der Sammelschienenwechsel einzelner Zu- oder Abgänge erfolgt mit Hilfe der Querkupplung. Neben diesen Standardkupplungsausführungen werden auch aufwendigere Kuppelschaltungen in Sammelschienenanlagen realisiert. Ein Beispiel hierfür stellen Vollkupplungen dar, welche die Funktionalität von Längs- und Querkupplung in sich vereinen (siehe Abb. 2.4) [28], [32].

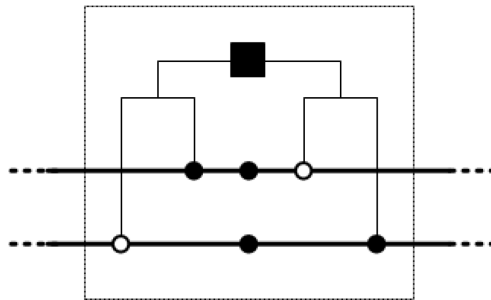


Abb. 2.4: Vollkupplung

Während die Anschlussmöglichkeiten bei Block- und H-Schaltung üblicherweise auf je zwei Stromkreise für den Netzanschluss und zwei Anbindungspunkte für den Netznutzer begrenzt sind, können an Sammelschienenanlagen grundsätzlich beliebig viele Stromkreise und Abgänge angeschlossen werden. Somit erlauben vor allem die Einfach- und Mehrfachsammschienenanlagen komplexere Netztopologieänderungen, die sich auf die folgenden Elementarschalthandlungen zurückführen lassen [33], [34]:

- Ab- oder Zuschalten eines Abgangs
- Kuppeln oder Trennen eines Sammelschienenpaares
- Sammelschienenwechsel eines Abgangs.

Die Kombinationen dieser Elementarschalthandlungen führen in realen Netzen bei einer großen Anzahl von Mehrfachsammschienenanlagen zu einer sehr hohen Anzahl von Schaltungsvarianten [35]. Wird lediglich das Zu- und Abschalten eines Netzzweiges betrachtet, ist eine Abschätzung der Anzahl theoretisch möglicher Schaltungsvarianten N^{TSV} in einem Netz in Abhängigkeit von der Anzahl der vorhandenen Netzzweige N^{ZWG} mit Gleichung (2.1) möglich [36].

$$N^{\text{TSV}} = 2^{N^{\text{ZWG}}} \quad (2.1)$$

Topologische Maßnahmen werden aufgrund des manuellen Aufwands zur Prüfung der Schaltzustandsänderung auf Realisierbarkeit vorzugsweise präventiv umgesetzt. Die Möglichkeit, Schaltmaßnahmen erst nach dem Eintreten eines Betriebsmittelausfalls und damit korrektiv durchzuführen, besteht natürlich weiter.

2.4.2 Regeltransformatoren

Bei den in den HS- und HöS-Netzen eingesetzten Regeltransformatoren kann man zwischen längs-, schräg- und quergeregelten Transformatoren unterscheiden. Treten Engpässe in diesen Netzebenen auf, können mit Hilfe längsgeregelter Transformatoren die Blindleistungsflüsse und damit die Spannungen im Netz lokal beeinflusst werden. So führt ein gleichmäßig hohes Spannungsniveau zu einer Reduktion der Zweigauslastungen. Blocktransformatoren oder Netzkuppeltransformatoren werden typischerweise als Längsregler ausgeführt. Mit schräggeregelten Transformatoren können sowohl Wirk- als auch Blindleistungsflüsse beeinflusst werden. Sie werden in der Regel als Netzkuppeltransformatoren ausgeführt und gestatten eine kombinierte Leistungsflusssteuerung.

Eingesetzt werden diese üblicherweise als 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren auf der Übertragungsnetzebene. Innerhalb einer Spannungsebene dienen quergeregelte Transformatoren zur Steuerung der Wirkleistungsflüsse. Das Haupteinsatzgebiet dieser Querregler liegt auf der Übertragungsnetzebene zur Steuerung regelzoneninterner Leistungsflüsse oder aber zur Beeinflussung von Transit- und Ringflüssen an Kuppelstellen zu benachbarten Verbundpartnern [37]. Vereinzelt werden aber auch schon auf der 110-kV-Verteilnetzebene Querregler zur gezielten Beeinflussung von Leistungsflüssen eingesetzt [38]. Änderungen der Stufenstellungen an Transformatoren sind kurzfristig durchführbar und können als korrektive Maßnahmen auch zur Einhaltung betrieblicher Grenzwerte nach Betriebsmittelausfällen eingesetzt werden.

2.4.3 Kompensationseinrichtungen

Kompensationseinrichtungen beeinflussen in einem lokal begrenzten Netzbereich die Spannungshaltung und tragen somit zur Einhaltung der Netzsicherheit bei.

Kompensationseinrichtungen können als Längs- oder Querkompensation ausgeführt werden. Prinzipiell ist der Einsatz von Kondensatoren zur Längskompensation möglich, wird aber aufgrund potentieller Resonanzprobleme in den deutschen Übertragungsnetzen vermieden. Üblich ist der Einsatz von Drosselspulen und Kondensatoren zur Querkompensation [39]. Die Steuerung der Blindleistungseinspeisung der Kompensationsanlagen erfolgt aufgrund des Stufenstellers bei den Drosselspulen über eine Mehrzahl von Stufen, wohingegen Kondensatorbänke nur als Ganzes oder in wenigen Stufen schaltbar sind. Auf der 110-kV-Verteilnetzebene werden vor allem in städtischen Gebieten mit einem sehr hohen Verkabelungsgrad Drosselspulen zur Kompensation der kapazitiven Ladeleistungen in den nächtlichen Schwachlastzeiten eingesetzt. Die Zuschaltung der Spulen erfolgt in der Regel durch die Netzbetriebsführung nach einem

definierten Fahrplan. Die Steuerung der Blindleistungsbereitstellung durch Kompensationseinrichtungen wird aufgrund der mechanischen Stufung bevorzugt als präventive Maßnahme zur Beseitigung von Engpässen eingesetzt.

2.4.4 Flexible AC Transmission Systems

Neben den beschriebenen konventionellen Kompensationseinrichtungen kommen vor allem auf HöS-Ebene zunehmend auch Flexible AC Transmission Systems Elemente (FACTS) zum Einsatz [40]. Auf der 110-kV-Netzebene hingegen gehören diese Steuerelemente noch nicht zum Standardportfolio. Aufgrund ihrer, im Gegensatz zu konventionellen Kompensationseinrichtungen, schnellen Steuerbarkeit können FACTS sowohl präventiv als auch korrektiv zur Anpassung der Blindleistungsbereitstellung eingesetzt werden.

2.4.5 Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen

Zur Wahrung der Spannungshaltung können die Netzbetreiber die Änderung der Blindleistungsbereitstellung von konventionellen wie auch regenerativen Erzeugungsanlagen veranlassen. Die Mindestblindleistungskapazitäten, welche die Erzeugungsanlagen für den Normalbetrieb und im Fehlerfall bereitstellen müssen, werden in technische Richtlinien definiert. Für Erzeugungsanlagen in der Niederspannungsebene gilt die allgemeine Anwendungsregel des VDE [41] und für Anlagen in der Mittelspannung die technische Richtlinie des BDEW [42]. Generell gilt für Anlagen der Mittelspannung, dass der Leistungsfaktor zwischen $0.95_{ind} < \cos \varphi < 0.95_{kap}$ einstellbar sein muss. Dazu können die Netzbetreiber beliebige Sollwerttypen in Form fester Blindleistungseinspeisung oder Leistungsfaktoren sowie Kennlinien vorgeben. Für Erzeugungsanlagen, die in die Hoch- und Höchstspannungsebene einspeisen, gelten ähnliche Regularien [7], [43]. Die Netzbetreiber können allerdings hier in Abhängigkeit der jeweiligen Netzanforderungen angepasste bzw. erweiterte Blindleistungsbereiche vorgeben. Diese Anforderungen werden generell durch netzbetreiberspezifische Netzanschlussverträge geregelt.

2.4.6 Einspeisemanagement

Reichen die netzbezogenen und marktbezogenen Maßnahmen nicht aus, um den Engpass zu beseitigen, greift der Netzbetreiber auf das Einspeisemanagement zurück, wobei zunächst, wenn möglich und zielführend, die Einspeisung konventioneller Erzeugungsanlagen reduziert werden muss. Ist auch dieses Potential ausgeschöpft und bleibt das Problem weiterhin bestehen, wird die Einspeisemanagementmaßnahme auf die vorrangberechtigten regenerativen Erzeugungsanlagen ausgedehnt. Die Anforderungen an Erzeugungsanlagen bzgl. ihrer Wirkleistungsbereitstellung werden ebenfalls in den bereits unter Abschnitt 2.4.5 technischen Richtlinien genannt. Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass für Anlagen >100 kW in allen gültigen Anschlussbedingungen eine gestufte Wirkleistungsreduzierung anlagenseitig gefordert wird. Die Netzbetreiber der HS- und HöS-Netze gehen hierbei in der Regel von einem 4-stufigen Konzept aus, wobei die

Reduzierung der Wirkleistung in den Stufen 100/60/30/0%, bezogen auf die Anschlussnennleistung einer Anlage, erfolgt [26], [44]. Eine stufenlose Anlagenregelung ist prinzipiell mit der in den HS- und HöS-Netzen eingesetzten Kommunikationstechnologie auf Basis der Fernwirktechnik (FWT) möglich und wird bei regenerativen Erzeugungsanlagen, die an der Direktvermarktung teilnehmen, auch bereits umgesetzt [45], [46].

Tritt in einer Netzebene ein Engpass auf, bestimmt der betroffene Netzbetreiber zunächst den Netzknoten, an dem eine Wirkleistungsreduktion erforderlich ist, den Umfang der Leistungsreduktion sowie die Zeitdauer der Maßnahme. Zur Identifikation der Netzknoten bzw. Anlagen, welche auf den Engpass die größtmögliche entlastende Wirkung ausüben, bedienen sich die Netzbetreiber der Sensitivitätsanalyse. Dabei wird der sogenannte Generation Shift Factor (GSF) bestimmt [47]. Dieser Sensitivitätsfaktor, der unter Annahme einer konstanten Netztopologie ermittelt wird, stellt einen linearen Zusammenhang zwischen der Reduzierung der Einspeisung an einem bestimmten Netzknoten und dem Leistungsfluss über einen Netzzweig her. Eine weitere bekannte Abbildung dieser Art ist der Power-Transfer-Distribution-Factor (PTDF) [48]. Basierend auf diesen Ergebnissen regelt der zuständige Netzbetreiber zunächst die Erzeugungsanlagen ab, die direkt an seinem Netz angeschlossen sind. Sind diese Maßnahmen unzureichend, kann der Netzbetreiber nachgelagerte Netzbetreiber zur Leistungsreduktion auffordern, die ihrerseits dem gleichen Arbeitsablauf folgen. Dieses Kaskadierungsprinzip [49] soll eine diskriminierungsfreie Anpassung der Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen gewährleisten.

Neben den Softwaremodulen der Netzsicherheitsrechnung (vgl. Abschnitt 2.6) gehören auch Module zum Einspeisemanagement inzwischen zum Funktionalitätsumfang moderner Netzleitsysteme. Nach einmaliger erfolgter Freigabe des Einspeisemanagementmoduls durch das Leitstellenpersonal ermittelt die Software automatisiert für die im Rahmen der Netzsicherheitsanalyse lokalisierten Betriebsmittelüberlastungen, basierend auf der Effektivität des Netzknotens, den Umfang sowie die Regelstufe der zu steuernden Anlagen. Die Signalvorgabe zur Abregelung auf eine bestimmte Stufe wie auch die Rücknahme des Reduktionsbefehls zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt dabei vollautomatisiert. Das Einspeisemanagementmodul arbeitet dabei solange im closed-loop-Einsatz bis die Freigabe durch das Leitstellenpersonal wieder zurückgenommen wird. Diese Module gestatten allerdings keine geschlossene Optimierung unter Berücksichtigung der Netztopologie, sie setzen vielmehr bereits implizit voraus, dass der Schaltungenieur bereits alle topologischen Freiheitsgrade ausgeschöpft hat.

2.5 Netzsicherheitsniveau und Netzbetriebszustände

Das Sicherheitsniveau und der Betriebszustand des Netzes lassen sich aus den aktuellen Zustandsgrößen des Netzes, wie den Knotenspannungen, Zweigströmen oder der Netzfrequenz ableiten. Klassifiziert werden können dabei folgende Netzbetriebszustände [26], [50], [51]:

- **Normaler Betriebszustand (*normal*):** Die Netzsicherheit ist gewährleistet, wenn im störungsfreien Normalbetrieb die Zustandsgrößen aller Betriebsmittel (Spannungen, Ströme) sich innerhalb ihrer jeweiligen betrieblich-technischen Grenzwerte befinden und darüber hinaus ein ausreichend hoher Abstand zu diesen Grenzwerten eingehalten wird. Tritt eine planungsrelevante Störung im Netz auf, werden die technischen Grenzwerte der Betriebsmittel nicht verletzt, d. h. das (n-1)-Kriterium ist erfüllt. Gegenmaßnahmen sind nicht notwendig.
- **Verletzbarer Betriebszustand (*alert*):** Die Netzsicherheit ist gefährdet. Zwar ist die Versorgung der Verbraucher weiterhin gewährleistet und die Zustandsgrößen der Betriebsmittel befinden sich immer noch innerhalb ihrer zulässigen Grenzen, allerdings kann das (n-1)-Kriterium nicht mehr für alle planungsrelevanten Störungen eingehalten werden. Dies bedeutet, dass im Falle eines Störungseintritts die zulässigen Grenzwerte eines oder mehrerer Betriebsmittel überschritten werden. Es werden hier präventive Maßnahmen, wie z. B. die Anpassung der Erzeugung, ergriffen, um den normalen Betriebszustand wieder herzustellen.
- **Gestörter Betriebszustand (*emergency*):** Die Netzsicherheit gilt als verletzt, wenn bereits im Grundzustand des Netzes, d. h. ohne Unterstellung eines Betriebsmittelausfalls, ein oder mehrere betrieblich-technische Grenzwerte verletzt werden. Dieser gestörte Betriebszustand kann im Falle fehlerhaft durchgeführter bzw. ausbleibender Gegenmaßnahmen durch die Netzbetriebsführung bei gefährdeter Netzsicherheit erreicht werden. Durch die Umsetzung korrektiver Maßnahmen (Notfallmaßnahmen) versucht die Betriebsführung das Netz wieder in den Normalbetrieb zu überführen.
- **Kritischer Betriebszustand (*in extremis*):** Der kritische Betriebszustand ist erreicht, wenn sich das Netzsicherheitsniveau weiter kontinuierlich verschlechtert und es in Folge eines weiteren Einfachausfalls zu einer kaskadenförmigen Störungsausweitung bis hin zur großflächigen Versorgungsunterbrechungen und Netzauftrennungen kommt. Eingriffsmöglichkeiten (Gegenmaßnahmen) stehen dem Netzbetreiber hier nicht mehr zu Verfügung.
- **Netzwiederaufbau (*restoration*):** Aus diesem Netzzustand heraus werden von der Netzbetriebsführung Maßnahmen zur Wiederversorgung von Lasten und Wiederanbindung von Erzeugungsanlagen ergriffen.

Die beiden letztgenannten Netzbetriebszustände stellen eigene Problemfelder dar und werden deshalb in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt. Eine Übersicht über die behandelten Betriebszustände gibt Abb. 2.5.

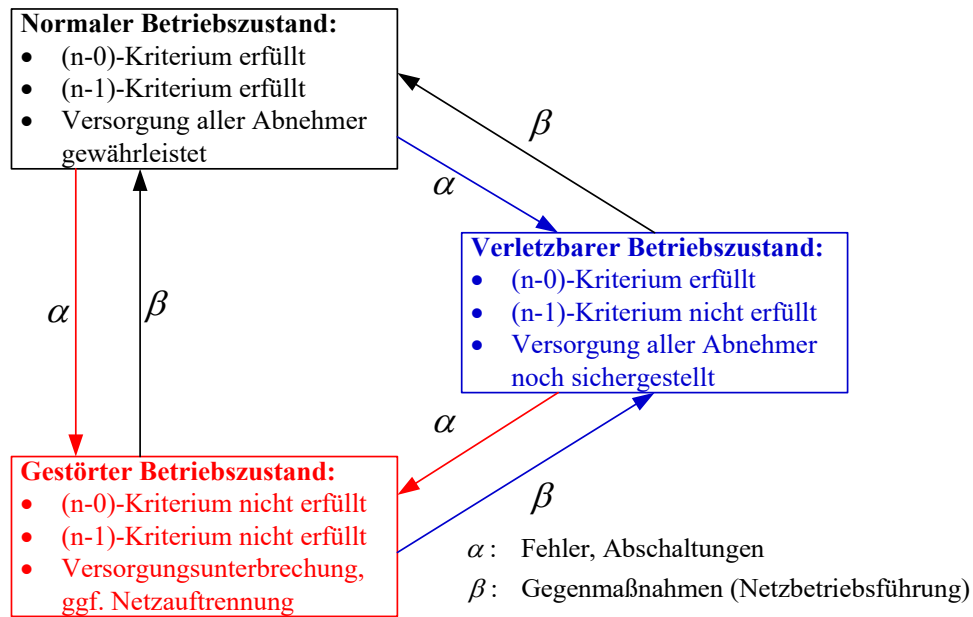


Abb. 2.5: Betrachtete Netzbetriebszustände in Anlehnung an [52]

2.6 Verfahren zur Engpassdetektion und Optimierung

Zur Engpassdetektion und zur Bewertung des Netzsicherheitsniveaus greifen die Netzbetreiber im Rahmen der operativen Betriebsplanung und der Netzbetriebsführung auf die Verfahren der Netzsicherheitsrechnung zurück. Hierzu zählen unter anderem die Lastfluss-, Ausfall- und die Kurzschlussimulation.

2.6.1 Lastflusssimulation

Im Rahmen der Netzsicherheitsrechnung wird zunächst die Belastungssituation der Betriebsmittel im Grundfall, d. h. im (n-0)-Fall, ermittelt und anschließend auf mögliche Grenzwertverletzungen der Betriebsparameter Strom und Spannung überprüft. Im operativen Netzbetrieb ergeben sich die Ergebnisse unmittelbar aus dem Verfahren der State Estimation (SE) [53]. Wird stattdessen eine zu erwartende Einspeise- und Lastsituation im Rahmen der Betriebsplanung simuliert, so erfolgt die Berechnung der Betriebsparameter mit Hilfe der Lastflusssimulation.

Aufgrund der Isolationsfestigkeit der Betriebsmittel und der Anforderungen der unterlagerten Mittelspannungsnetze darf die Knotenspannung U_k festgelegte Grenzwerte nicht überschreiten. Die maximal und minimal zulässigen Betriebsspannungen müssen an allen Netzknoten k eingehalten werden (siehe Gl. (2.2)).

$$U_{\min,k} \leq U_k \leq U_{\max,k} \quad k = 1, \dots, N^{\text{KNO}} \quad (2.2)$$

mit N^{KNO} : Anzahl aller Netzknoten.

Die obere Spannungsgrenze $U_{\max,k}$ ergibt sich aus der dielektrischen Festigkeit der Betriebsmittel und Anlagenteile. Die Höhe der minimal zulässigen Knotenspannung $U_{\min,k}$ wird dadurch bestimmt, dass die nach EN 50160 [54] zulässigen Spannungsbänder in den unterlagerten Mittel- und Niederspannungsnetzen eingehalten werden müssen. Die zulässigen maximalen und minimalen Betriebsspannungen im Normalbetrieb für die Hoch- und Höchstspannungsnetze sind in Tab. 2.1 angegeben.

Tab. 2.1: Zulässige Betriebsspannungen in HöS- und HS-Netzen [43]

Nennspannung	Minimalspannung (Normalbetrieb)	Minimalspannung (Kurzzeitbetrieb)	Maximalspannung (Normalbetrieb)	Maximalspannung (Kurzzeitbetrieb)
380 kV	360 kV	350 kV	420 kV	440 kV
220 kV	210 kV	193 kV	245 kV	253 kV
110 kV	100 kV	96 kV	123 kV	127 kV

Die Einhaltung der oberen thermischen Grenzbelastbarkeit von Netzbetriebsmitteln, wie z. B. Transformatoren, Freileitungen, Kabel und Sammelschienenkupplungen, ist eine weitere Anforderung an den sicheren Netzbetrieb. Eine anhaltende Überschreitung kann zu einer thermischen Schädigung oder sogar zur Zerstörung des Betriebsmittels führen. Aus diesem Grund dürfen diese Netzzweige z im Normalbetrieb nicht oberhalb ihres maximal zulässigen Stromgrenzwertes $I_{\max,z}$ belastet werden (siehe Gl. (2.3)).

$$I_z \leq I_{\max,z} \quad z = 1, \dots, N^{\text{ZWG}} \quad (2.3)$$

mit N^{ZWG} : Anzahl aller Netzzweige.

2.6.2 Ausfallsimulation

Ein weiteres Verfahren der Netzsicherheitsrechnung stellt die Ausfallsimulationsrechnung dar, mit der zyklisch der Netzzustand im möglichen Fehlerfall, d. h. im (n-1)-Fall, simuliert wird. Dazu werden in Form von Auswahlvarianten die Auswirkungen störungsbedingter Einfachausfälle von Netzbetriebsmitteln (Freileitungs- bzw. Kabelstromkreisen, Transformatoren, Erzeugungseinheiten) analysiert und analog zur Analyse im Grundfall die verbleibenden Betriebsmittel auf Grenzwertverletzungen der Betriebsparameter Strom und Spannung untersucht. Für alle Ausfallvarianten v sind die bereits in Abschnitt 2.6.1 definierten Spannungs- und Stromgrenzen nach Gleichung (2.4) bzw. Gleichung (2.5) einzuhalten.

$$U_{\min,k,v} \leq U_{k,v} \leq U_{\max,k,v} \quad \begin{array}{l} k = 1, \dots, N^{\text{KNO}} \\ v = 1, \dots, N^{\text{AFV}} \end{array} \quad (2.4)$$

$$I_{z,v} \leq I_{\max,z,v} \quad \begin{array}{l} z = 1, \dots, N^{\text{ZWG}} \\ v = 1, \dots, N^{\text{AFV}} \end{array} \quad (2.5)$$

Im Störfall kann eine zeitweise Überschreitung der Betriebsströme wie auch ein Absinken der Betriebsspannungen unter die im Normalbetrieb einzuhaltenden Grenzen zulässig sein [55]. Die Vorgabe erweiterter Spannungs- und Stromgrenzen ist mit dem vorgestellten Verfahren prinzipiell möglich, wird aber in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Grundsätzlich ist die Simulation aller theoretisch möglichen Ausfälle möglich. Zur Begrenzung der Rechenzeit wird in der Praxis jeweils nur eine Teilmenge aller Betriebsmittelausfälle untersucht [56], [57], [58]. Eine standardisierte Vorgehensweise zur Erstellung von Auswahllisten existiert nicht. Neben der Definition statischer Ausfalllisten per „Hand“, in denen erfahrungsbasierte, kritische Ausfälle innerhalb als auch außerhalb der eigenen Netzführungsgrenzen berücksichtigt werden können, besteht auch die Möglichkeit, dynamische Ausfalllisten zu generieren. Ein mögliches Kriterium, das zum Erstellen automatischer Ausfalllisten herangezogen werden kann, stellt die Auslastung von Betriebsmitteln dar. Dabei wird jedes Betriebs-

mittel, dessen Auslastung im Grundfall über einer zuvor definierten minimalen Auslastungsgrenze liegt, in die Ausfallliste übernommen.

2.6.3 Kurzschlussimulation

Kurzschlüsse sind Fehler in elektrischen Anlagen, bei denen ein spannungsführender Außenleiter mit mindestens einem weiteren Außenleiter und / oder mit der Erde niederohmig verbunden wird. Im Fehlerfall ist sicherzustellen, dass die auftretenden Kurzschlussströme schnell, selektiv und sicher abgeschaltet werden können. Dies setzt voraus, dass der maximal zulässige Ausschaltwechselstrom I_{Amax} des Leistungsschalters l nicht überschritten wird (siehe Gl. (2.6)).

$$\mu \cdot I_{K,s}'' \leq I_{Amax,s} \quad s = 1, \dots, N^{LS} \quad (2.6)$$

mit

N_{LS} : Anzahl aller Leistungsschalter.

I_K'' : Anfangskurzschlusswechselstrom.

μ : Abklingfaktor zur Berechnung des Ausschaltwechselstroms nach DIN EN 60909-0.

Die Überprüfung des Kriteriums erfolgt mit Hilfe der Kurzschlussimulation. Der dreipolige Kurzschluss liefert in der Regel die höchsten Kurzschlussströme mit den stärksten thermischen und mechanischen Beanspruchungen für Schaltanlagen und Betriebsmittel [39], [59]. In der vorliegenden Arbeit wird dieses Kriterium jedoch nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass das Netz mit ausreichender Kurzschlussfestigkeit für den normalen und den (n-1)-sicheren Netzbetriebszustand ausgelegt ist.

2.6.4 Spannungs-Blindleistungs-Optimierung

Neben den beschriebenen Verfahren der Netzsicherheitsanalyse wird das Leitstellenpersonal in der Netzführung durch weitere mathematische Verfahren der höherwertigen Entscheidungs- und Optimierungsfunktion [39], [60] unterstützt. Zu ihnen zählt die rechnergestützte Spannungs-Blindleistungs-Optimierung, mit der über eine Verbesserung der Blindleistungsflüsse bei einem gleichmäßig hohen Spannungsprofil eine Reduktion der Netzverluste im Normalbetrieb angestrebt wird. Aufgrund der Zielstellung dieses Optimierungsverfahrens, möglichst hohe Knotenspannungen unter Einhaltung der technischen Randbedingungen einzustellen, werden dadurch gleichzeitig geringere Betriebsmittelauslastungen erzwungen und damit eine höhere Übertragungsfähigkeit erzielt [61]. Die von dem Verfahren ermittelten Einstellungsempfehlungen für die ausgewählten Blindleistungseinspeisungen sowie Transformatorstufenstellungen werden unter Einbeziehung von Erfahrungswerten vom Schaltungsingenieur in der Netzleitstelle bei Bedarf

manuell umgesetzt. Eine automatisierte Umsetzung im closed-loop-Betrieb findet auf der 110-kV-Ebene nicht statt.

2.7 Diskussion möglicher Einschränkung im Schaltbetrieb

In den vermascht betriebenen Hoch- und Höchstspannungsnetzen können Topologiemassnahmen einen erheblichen Einfluss auf alle Netzzustandsgrößen haben (vgl. Abschnitt 2.4.1). Im Hinblick auf die betriebliche Umsetzung von Schaltmassnahmen existieren jedoch einige Einschränkungen die im folgenden Abschnitt diskutiert und hinsichtlich ihrer Relevanz auf die vorliegende Fragestellung bewertet werden [33], [62]:

- **Mögliche Risiken durch fehlerhafte Schalthandlungen**

Durch fehlerhafte Schalthandlungen im Rahmen von geplanten Netztopologieänderungen können folgenschwere Netzstörungen entstehen oder sich sogar ausweiten. Fehlerhafte Schalthandlungen können einerseits durch das unbeabsichtigte Schalten eines Schaltgerätes (Fehlschaltung) durch das Leitstellenpersonal unmittelbar initiiert und andererseits durch das Versagen der Schalteinrichtung im Verlauf von Schalthandlungen (Betriebsmittelfehler) indirekt ausgelöst werden. Um Fehlschaltungen vorzubeugen, sind in Stationsautomatisierungssystemen feldspezifische als auch feldübergreifende Verriegelungen implementiert, die anhand von Stellungsmeldungen anderer Schaltgeräte Schalthandlungen freigeben oder blockieren [60]. Betriebsmittelfehler können grundsätzlich nie ausgeschlossen werden. Die Durchführung präventiver und korrektiver Topologiemassnahmen zur Engpassbeseitigung wird hierdurch aber nicht eingeschränkt, da sie grundsätzlich der Aufrechterhaltung oder der Wiederherstellung eines sicheren Netzetriebs dienen.

- **Zulässigkeit von mehrstufigen Schaltfolgen**

Netztopologieänderungen, die eine mehrstufige Schaltfolge erfordern, sind grundsätzlich nur zulässig, wenn jede durchlaufene Übergangstopologie hinsichtlich der betrieblich-technischen Randbedingungen ebenfalls zulässig ist. Die Prüfung der Durchführbarkeit von Schalthandlungen zum Erreichen einer optimierten Netztopologie wird im Rahmen dieser Arbeit nicht behandelt. Es wird vielmehr vorausgesetzt, dass es dem Leitstellenpersonal in jedem Fall gelingt, den optimierten Schaltzustand durch eine zulässige Schaltfolge zu erreichen. Für die Programmierung, die Prüfung und auch die automatisierte Umsetzung sowohl schaltanlageninterner als auch stationsübergreifender komplexer Schaltfolgen stehen dem Leitstellenpersonal bereits sogenannte Schaltprogramme zu Verfügung [63].

- **Erhöhter Leistungsschalterverschleiß**

Ein Argument, das gegen den Einsatz der Schaltzustandsoptimierung spricht, ist der zu erwartende erhöhte Verschleiß und damit die reduzierte Lebensdauer der Leistungsschalter. Die mechanische Auslegung von Leistungsschaltern erfolgt im Allgemeinen für mehrere zehntausend Schaltspiele. Die elektrische Schaltspielzahl hingegen ist maßgeblich von der Höhe des Ausschaltstromes abhängig. Moderne Leistungsschalter gestatten es, bis zu 10.000 Schaltungen unter Bemessungsstrom und bis zu 50 Schaltungen unter Bemessungskurzschlussstrom durchzuführen [64], [65]. Letzteres besitzt aber keinerlei Relevanz für die in dieser Arbeit betrachtete Schaltzustandsoptimierung. Auswertungen im Rahmen einer Verteilnetzstudie für die Instandhaltungsplanung [66] haben ergeben, dass der überwiegende Anteil der Leistungsschalter in der Regel weniger als fünf Schalthandlungen je Jahr unter Last vornehmen. Demnach ergibt sich noch ein erhebliches Potential, das für präventive Topologiemassnahmen zur Engpassbeseitigung genutzt werden kann.

- **Notwendigkeit von primär- und sekundärtechnischen Folgemaßnahmen**

Netztopologieänderungen machen in der Regel eine Anpassung des Netzschutzes notwendig. So erfordert das Zu- oder Abschalten sowie der Sammelschienenwechsel einzelner Abgänge das Nachführen des Sammelschienenendifferentialschutzes an die neue Schaltanlagentopologie. Die Anpassung erfolgt automatisiert durch die Schutzeinrichtungen aufgrund der schaltanlageninternen Zustandsmeldung der Schaltgeräte in der Schaltanlage. Eine vergleichbare rückkopplungsbasierte und automatisierte Schutzzoneneinstellung bzw. Kennlinienadaption erfolgt im Bereich des Freileitungsdistanzschutzes [67], [68]. Topologiemassnahmen in erdschlusskompensierten bzw. resonanzsternpunkt geerdeten Netzen, wie z. B. das Zu- oder Abschalten von längeren Stromkreisen, verändern die Leiter-Erde-Kapazitäten dieser Netze, was als Folgemaßnahme die Anpassung der Erdschlusslöschspule an die neuen Netzverhältnisse erforderlich macht. Diese Abstimmung geschieht ebenfalls automatisiert durch Regelkreise zur Resonanzabstimmung. Da die beschriebenen Folgemaßnahmen automatisiert ablaufen, ergeben sich auch hier keine Einschränkungen bzgl. des Optimierungsfreiraums.

Die ausgeführten Überlegungen machen deutlich, dass die Schaltzustandsoptimierung grundsätzlich nicht durch die diskutierten Aspekte eingeschränkt wird, sofern eine übermäßige Belastung für das Leitstellenpersonal durch häufiges und unkoordiniertes Schalten vermieden wird. Schaltmaßnahmen, die im Rahmen des Netzwiederaufbaus eine optimale und schnelle Wiederversorgung gewährleisten [31] sollen, stellen ein eigenständiges Problemfeld dar und werden in der vorliegenden Arbeit nicht behandelt.

2.8 Stand der Forschung

2.8.1 Schaltzustandsoptimierung

Die Schaltzustandsoptimierung von elektrischen Netzen war und ist seit den 1980er Jahren immer wieder Bestandteil zahlreicher Forschungsaktivitäten, was sich vor allem an der Vielzahl veröffentlichter Publikationen zeigt [69], [70].

Erste Ansätze zur rechnergestützten Bestimmung von Schaltmaßnahmen, die sich unter dem Oberbegriff „Korrektives Schalten“ zusammenfassen lassen, stellen die Arbeiten von [33], [35], [71], [72], [73], [74] dar. Um den für die operative Netzbetriebsführung notwendigen kleinen Rechenzeitbedarf zu erzielen, wird bei diesen heuristischen Verfahren eine Suchraumreduktion vorgenommen, um die Anzahl der zu untersuchenden Schaltungsvarianten und damit den Lösungsraum zu begrenzen. [76], [77], [78], [79], [80].

Ein Großteil der Verfahren nutzt dafür sogenannte Sensitivitäts-, Leistungs- und Verteilfaktoren oder Entlastungsfunktionen um dadurch eine heuristische Variantenvorauswahl treffen zu können. [35], [33], [71], [72]. Diese Faktoren stellen unter Verwendung von DC-Lastflussmodellen eine lineare Beziehung zwischen den durch die Topologiemassnahmen hervorgerufenen Lastflussänderungen auf den Netzzweigen und den Steuergrößen her. Die topologischen Maßnahmen, die einen entsprechend hohen Einfluss auf bestehende Engpässe haben werden so ausselektiert und als potentielle Entlastungsmaßnahme betrachtet. Aufgrund der verwendeten Näherungsrechnung ist die Zulässigkeit der Entlastungsmaßnahme im Anschluss noch einmal durch eine exakte AC-Lastflussberechnung zu verifizieren.

In [35] wird ein heuristisches Lösungsverfahren vorgestellt, bei dem die Anzahl der zu untersuchenden topologischen Varianten dadurch reduziert wird, dass nur die Topologie in unmittelbarer Nähe zu einer Grenzwertverletzung betrachtet und das Restnetz geeignet reduziert wird. Durch diese Reduktion können die Auswirkungen von Topologieänderungen nicht mehr auf das Gesamtnetz beurteilt werden. Eine weitere wesentliche Einschränkung besteht darin, dass mögliche Kombinationen mit Topologiemassnahmen in anderen Schaltanlagen nicht berücksichtigt werden.

In den Verfahren von [33], [84] sind grundsätzlich alle Elementarschalthandlungen und auch deren Kombinationen möglich. Das in diesen Arbeiten verwendete Einzelschrittsuchverfahren wählt nach heuristischen Kriterien in jedem Optimierungsschritt immer nur eine Elementarschalthandlung aus, was eine stetige Verbesserung des Netzzustandes unter einer minimalen Anzahl von Topologiemassnahmen gewährleistet. Der wesentliche Vorteil besteht darin, dass die ermittelte Schaltsequenz einer Schaltzustandsübergangsprüfung unterliegt. Allerdings kann das Verfahren nur Lösungen detektieren, die sich durch das Aneinanderreihen teilschrittverbessernder Maßnahmen ergeben. Mögliche bessere Netztopologien, die evtl. nur durch eine zeitweilige

Verschlechterung des Netzzustandes erreicht werden können, sind mit diesem lokalen Suchverfahren nicht zu bestimmen.

Andere heuristische Verfahrensansätze greifen bei der Vorabauswahl geeigneter Schaltmaßnahmen auf das Wissen bzw. die Erfahrungen der Betriebspraxis zurück. [81], [82], [83]. Der wesentliche Nachteil dieser auf Expertenwissen basierenden Ansätze ist, dass sie nur Lösungen finden, die durch eine Regel oder durch eine Kombination aus mehreren Regeln beschrieben werden.

Die Möglichkeit der Schaltzustandsoptimierung wird auch in den Arbeiten von [34], [36], [85] im Rahmen des Engpassmanagements für Übertragungsnetze aufgegriffen.

Zielstellung der Arbeit von [85] ist die Beseitigung von strom- und spannungsbedingten Engpässen. Neben der Einhaltung der Stromgrenzen auf allen Netzzweigen und der Knotenspannungen wird auch die Einhaltung der Spannungswinkel zwischen den Netzknoten gefordert. Das $(n-1)$ -Kriterium wird nicht berücksichtigt. Das Problem der Schaltzustandsoptimierung wird über ein gemischt-ganzzahliges lineares Problem formuliert. Die Engpassanalyse sowie die Bestimmung potentieller entlastender Schaltmaßnahmen, welche sich auf das Ausschalten von Stromkreisen beschränkt, erfolgt auf Basis einer Gleichstromlastflussberechnung (DCOPF). Die Überprüfung auf Einhaltung der Nebenbedingungen erfolgt durch eine nachgelagerte Wechselstromlastflussberechnung (ACOPF). Ergibt die Überprüfung keine Grenzwertverletzungen, wird die Schaltmaßnahme umgesetzt, ansonsten Verworfen und die nächste potentielle Maßnahme ermittelt. Der Nachteil dieses Verfahrens besteht darin, dass sowohl die genäherte DC-Lastflussberechnung als auch die exakte AC-Lastflussberechnung integriert werden müssen. Das vorgestellte Verfahren bestimmt auch hier lediglich eine optimale Schaltmaßnahme für eine Netznutzungssituation.

Ein auf einer Evolutionsstrategie basierendes Verfahren zum Engpassmanagement wird in der Arbeit von [34] vorgestellt. Hier werden sowohl die Strom- und Spannungsgrenzwerte im Grundfall, d. h. im $(n-0)$ -Fall, als auch unter Berücksichtigung eines Betriebsmittelausfalls betrachtet. Das Verfahren dient zur Bestimmung optimaler Schaltzustände der operativen Netzbetriebsführung mit dem Ziel den Umfang von Redispatchmaßnahmen für den Folgetag zu minimieren. Das Verfahren berücksichtigt die exakte AC-Lastflussberechnung. Das auf einem genetischen Algorithmus basierende Verfahren von [36] stellt die Fortführung dieser zuvor genannten Arbeit dar, um Engpässe regelzonenübergreifend zu beseitigen. Auch dieses Verfahren ist für die Anwendung in der operativen Netzbetriebsführung konzipiert. Der wesentliche Vorteil der in diesen Arbeiten eingesetzten metaheuristischen Verfahren liegt in der Abdeckung des Suchraums, der durch keine der zuvor genannten Maßnahmen zur Lösungsraumbeschränkung begrenzt wird.

Die Schaltzustandsoptimierung mit dem primären Ziel der Verlustminimierung im Normalbetrieb ist Untersuchungsgegenstand in [62], [84]. Der Fokus der Arbeit von [84] lag auf der Verfahrens-

entwicklung zur Bestimmung optimaler Schaltmaßnahmen zur Verlustreduktion, weshalb auf die Berücksichtigung von Nebenbedingungen, wie das (n-1)-Kriterium und der Kurzschlussstromgrenzen verzichtet wird. Die Untersuchungen zur Bewertung des Verlusteinsparpotentials durch Schalthandlungen erfolgt anhand einer definierter Netznutzungssituationen. Verlustoptimale Netztopologien werden nur für die definierten Zeitpunkte, aber nicht für zusammenhängende langfristige Zeiträume bestimmt. In [62] wird erstmalig eine quantitative Bewertung der Verlusteinsparpotentiale durch Einbindung eines Verfahrens zur Spannungs-Blindleistungs-Optimierung vorgenommen, wobei neben der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums auch die Einhaltung der Kurzschlussstromgrenzen berücksichtigt wird.

In [86] wird der Freiheitsgrad der Schaltzustandsoptimierung in Verbindung mit der vortägigen (Day-Ahead) Kraftwerkseinsatzplanung betrachtet. Ziel ist die Minimierung der Erzeugungs- und Anfahrtkosten durch eine optimale Netztopologie der über den Zeitraum eines Tages. Auch hier wird zur Reduktion des kombinatorischen Optimierungsproblems eine Suchraumreduktion durch eine Vorabselektionen geeigneter schaltbarer Stromkreise durchgeführt, wobei verschiedene Selektionsmethoden vorgestellt und miteinander verglichen werden. Der hier vorgestellte Ansatz der Schaltzustandsoptimierung beschränkt sich lediglich auf das Zu- bzw. Abschalten von Stromkreisen.

Ein weiteres Forschungsfeld der Schaltzustandsoptimierung zur Reduktion der Kurzschlussströme wird in der Arbeit von [87] vorgestellt. Dabei wird sich auf das Öffnen und Schließen von Kuppelfeldern und den Sammelschienenwechsel eines Abgangs beschränkt. Die auf einem Gleichstromlastflussmodell basierende Heuristik reduziert die Anzahl der Entscheidungsvariablen des Optimierungsproblems derart, dass lediglich die Leistungsschalter von Kuppel- und Schaltfeldern in den Schaltanlagen berücksichtigt werden, in denen eine Kurzschlussstrom-Grenzwertverletzung auftritt. Wird keine Lösung gefunden, wird der Entscheidungsvariablenvektor um die Schaltgeräte der benachbarten Schaltanlagen erweitert.

Ein jüngerer Forschungsansatz [88] im Rahmen von Smart Grid-Anwendungen, mit Fokus auf die Mittelspannungsebene, versucht durch eine Schaltzustandsoptimierung die Netzübertragungskapazitäten zu erhöhen, um die Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen zu maximieren. Allerdings werden im Rahmen dieser Arbeit nur wenige ausgewählte Netznutzungssituationen betrachtet, so dass keine quantitative Bewertung einer langfristig geänderten Netznormalschaltung hinsichtlich des erzielbaren Energiemehreintrags unter Berücksichtigung veränderter Netzverluste durchgeführt werden kann.

Ein weiteres Forschungsgebiet beschäftigt sich mit der Bestimmung optimaler Schaltzustände unter Berücksichtigung bzw. der Bewertung der probabilistischen Zuverlässigkeit von Netztopologien. Die Arbeit von [89] untersucht den Einfluss optimaler (n-1)-sicherer Netztopologien mit dem Ziel die Erzeugungs- und Redispatchkosten zu minimieren und das probabilistische Zuverlässigkeitsniveau der Netze zu verbessern.

2.8.2 Modellierung von Netztopologieänderungen

Um die topologischen Freiheitsgrade, die sich durch die Elementarschalthandlungen ergeben, modellieren zu können, wurden in der Vergangenheit verschiedene Methoden entwickelt [62], [69], [71], [90]. Diese Modellierungsmethoden werden anhand der Abb. 2.6 erläutert. Dazu werden die Schaltmöglichkeiten einer Leitung zwischen zwei Doppelsammelschienenanlagen betrachtet. Die diskrete Topologievariable t repräsentiert dabei den Schaltzustand der Leitung.

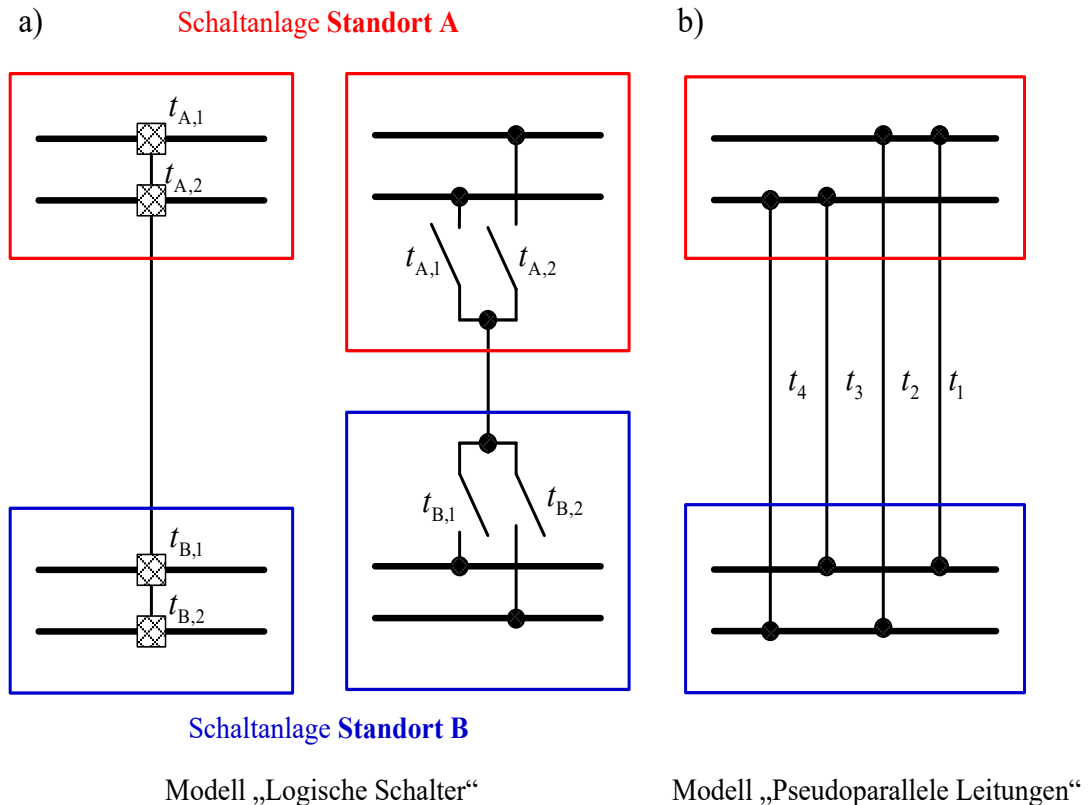


Abb. 2.6: Bestehende Methoden zur Modellierung einer veränderbaren Netztopologie in Anlehnung an [69], [90]

Bei beiden Modellierungsmethoden kann die Topologievariable entweder den Wert 1 für zuge- schaltet oder den Wert 0 für abgeschaltet annehmen. In dem Modell a) erfolgt die Modellierung über „Logische Schalter“, wobei der logische Schalter eine Leistungsschalter-Trenner- Kombination repräsentiert, in b) hingegen über „Pseudoparallele Leitungen“, wobei jede Leitung eine zulässige Schaltungsvariante abbildet. Der Freiheitsgrad einer einseitigen Ab- bzw. Zuschal- tung der Netzkomponente kann mit der Methode b) allerdings nicht dargestellt werden. In beiden Modellen ist die Anzahl der Topologievariablen gleich vier, sodass 2^4 theoretische Schaltungs- varianten existieren. Die Anwendbarkeit dieser Modellierungsmethoden erfordert grundsätzlich die Definition zusätzlicher lokaler Nebenbedingungen für die Topologievariablen, um unzu-

Im Gegensatz dazu ist bei der Modellierung als „Drehschalter“ nur eine Topologievariable erforderlich, die im dargestellten Beispiel vier Zustände annehmen kann. Der Wertebereich der Variable ist von der Anzahl der Sammelschienen N^{SS} in einer Schaltanlage abhängig. Für den Wertebereich von Topologievariablen, die Schaltfelder von Leitungen t^{LTG} , Transformatoren t^{TR} und Kompensationseinrichtungen t^{KE} repräsentieren, gilt allgemein:

$$t^{LTG}, t^{TR}, t^{KE} \in \{0, \dots, N^{SS}\} \quad (2.9)$$

Im Gegensatz zu Leitungen, Transformatoren und Kompensationselementen, die im Netzbetrieb auch freigeschaltet werden können, dürfen Erzeugereinheiten und Lasten im Normalbetrieb nicht vom Netz getrennt werden. Eine Abschaltung soll grundsätzlich verhindert werden. Schaltfelder, an denen Lasten bzw. Erzeugereinheiten angeschlossen sind, werden in ihrem Wertebereich eingeschränkt, wobei für die Topologievariablen vom Typ Erzeugungsanlagen t^{EA} und vom Typ Last t^{LA} gilt:

$$t^{EA}, t^{LA} \in \{1, \dots, N^{SS}\} \quad (2.10)$$

Bei dieser Art der Modellierung werden implizit die Nebenbedingungen der lokalen Verschaltung berücksichtigt. Darüber hinaus wird durch Reduktion der Anzahl der Topologievariablen die Dimension des Optimierungsproblems erheblich verringert. Zur Modellierung der topologischen Freiheitsgrade, die sich mit Hilfe eines Querkuppelfeldes in Mehrfachsammschienenanlagen realisieren lassen, greifen [34] und [36] auf eine Methode zurück, bei dem jede praktisch umsetzbare Sammelschienenverbindung durch eine separate Topologievariable t^{QKPL} modelliert wird. Für eine Dreifachsammschienenanlage sind zur Darstellung aller praktisch umsetzbaren Kuppelmöglichkeiten einer Querkupplung drei Topologievariablen erforderlich (siehe Abb. 2.8).

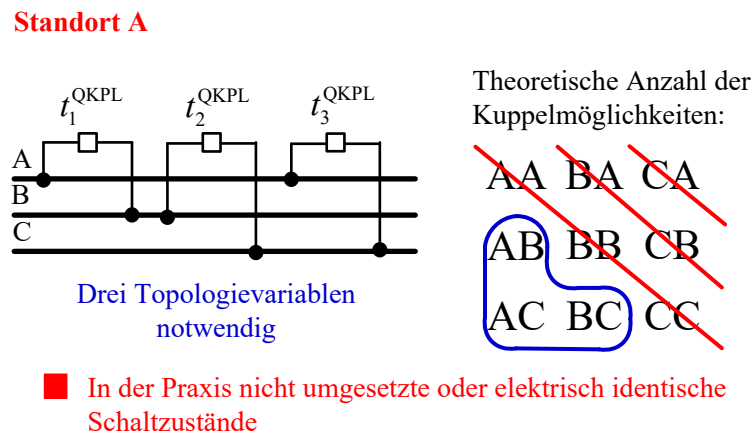


Abb. 2.8: Bestehende Methode zur Modellierung der Kuppelfelder (Querkupplung)

Die Anzahl der Topologievariablen ist von der Anzahl der praktisch umsetzbaren Kuppelmöglichkeiten und damit von der Anzahl der Sammelschienen in einer Schaltanlage abhängig und kann mit Gleichung (2.11) bestimmt werden.

$$N^{\text{QKPL}} = \frac{N^{\text{SS}} \cdot (N^{\text{SS}} - 1)}{2} \quad (2.11)$$

Der Wertebereich der Topologievariablen ist gegeben durch:

$$t_1^{\text{QKPL}}, t_2^{\text{QKPL}}, \dots, t_{N^{\text{QKPL}}}^{\text{QKPL}} \in \{0, 1\} \quad (2.12)$$

Ein erheblicher Nachteil dieser Modellierungsmethode besteht wiederum in der Definition zusätzlicher lokaler Nebenbedingungen für die Topologievariablen gem. Gleichung (2.13). In der betrieblichen Praxis können in einem stationären Netzzustand lediglich zwei Sammelschienen gleichzeitig durch eine Kupplung verbunden sein (vgl. Abb. 2.9), was die Einhaltung der folgenden Nebenbedingung notwendig macht:

$$\sum_{i=1}^{N^{\text{QKPL}}} t_i^{\text{QKPL}} \leq 1 \quad (2.13)$$

In der betrachteten Dreifachsammelschienenanlage existieren theoretisch $2^3=8$ Schaltzustände, jedoch sind von diesen Schaltzuständen in der Betriebspraxis lediglich vier Zustände realisierbar.

t_3^{QKPL}	t_2^{QKPL}	t_1^{QKPL}	Schaltzustand:
0	0	0	0 → offen
0	0	1	1 → geschlossen
0	1	0	In einem stationären Zustand können immer nur zwei Sammelschienensysteme gleichzeitig gekuppelt sein
1	0	0	
0	1	1	Lokale Nebenbedingungen hinsichtlich der Verschaltung sind nicht erfüllt und müssen deshalb ausgeschlossen werden.
1	0	1	
1	1	0	
1	1	1	

Abb. 2.9: Lokale Nebenbedingungen für eine Querkupplung

2.9 Fazit

Wie die Analyse zum Stand der Technik zeigt, sind die bisherigen Forschungsarbeiten zur Schaltzustandsoptimierung vor allem auf die Engpassbehebung im Übertragungsnetzbetrieb beschränkt. Die bisher durchgeführten Untersuchungen im Rahmen der dargestellten Forschungsarbeiten lassen eine quantitative Bewertung des zu erzielenden Maximierungs-

potentials eines optimierten Schaltzustandes nicht zu, da sie durch ihren Fokus auf die Betriebsführung und auf die operative Betriebsplanung entweder nur einzelne Netznutzungssituationen oder aber Netznutzungszeiträume von maximal einem Tag betrachten. Somit können auch keine Aussagen zur Existenz verschiedener Netznormalschaltzustände gemacht werden, welche zum einen langfristig die maximale Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen und zum anderen einen verlustminimalen Betrieb gewährleisten. Weiterhin wird in keinem der Ansätze analysiert, welche Energiemenge sich darüber hinaus durch ein stufenloses Regelungskonzept regenerativer Erzeugungsanlagen mobilisieren lässt. Infolgedessen werden die eingangs formulierten Forschungsfragen dieser Arbeit durch die aktuelle Publikationslage nicht beantwortet.

3 Verfahren zur Schaltzustandsoptimierung

3.1 Verfahrensanforderungen

Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt auf der Detektion und Beseitigung von Engpässen durch topologische Maßnahmen in der 110-kV-Netzebene. Eine Netzebene übergreifende Betrachtung ist prinzipiell möglich, wird aber nicht durchgeführt. Das Verfahren zur Schaltzustandsoptimierung soll in allen Bereichen des Netzbetriebsplanungsprozesses von der langfristigen bis hin zur kurzfristigen, operativen Betriebsplanung eingesetzt werden können. Im Rahmen der langfristigen Betriebsplanung entspricht das der Suche nach einer Netznormalschaltung, die über mittel- bzw. langfristige Zeiträume von Monaten bis hin zu einem Jahr die maximale Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen gewährleistet. Im Anwendungsgebiet der kurzfristigen, operativen Betriebsplanung bis hin zur Betriebsführung kann das Verfahren zur Ermittlung einer Netzschaltung eingesetzt werden, die es ermöglicht, Engpässe für den folgenden Tag oder die folgenden Stunden zu vermeiden oder aber die Maßnahmen zur Engpassbeseitigung zu minimieren. Das primäre Ziel in allen Anwendungsbereichen stellt in erster Linie die Einhaltung der geforderten Netzsicherheit durch das (n-1)-Kriterium dar, obwohl sich die Lösungsmenge durch erweiterte Zielvorgaben, wie z. B. minimale Kosten und minimale Anzahl von Anpassungsmaßnahmen, oder aber die Minimierung der Netzverluste weiter einschränken lässt [26]. Im letzteren Fall steht die qualitative Verbesserung von engpassfreien Netzen im Vordergrund.

Die Entwicklungen haben gezeigt, dass sich die Zielstellungen im Netzbetrieb ändern können, weshalb an das Optimierungsverfahren auch im Hinblick auf mögliche zukünftigen Weiterentwicklungen des Modellansatzes durch Berücksichtigung weiterer Nebenbedingungen und Steuergrößen die Anforderung einer hohen Flexibilität gestellt wird. Darüber hinaus soll das Verfahren in der Lage sein, Probleme praxisrelevanter Größe in akzeptabler Rechenzeit zu lösen.

Die Fragestellungen der vorliegenden Optimierungsaufgabe, die Berücksichtigung der blindleistungsabhängigen Knotenspannungen sowie der Netzverluste machen die Modellierung des Energieübertragungsnetzes unter Verwendung des AC-Lastflussmodells notwendig. Durch die Verwendung dieses Modells in den Verfahren der Lastfluss- und Ausfallsimulation treten zudem nichtlineare Eigenschaften der Nebenbedingungen und der Zielfunktion auf [91]. Die Eigenschaft der Nichtlinearität führt in der Regel zu Zielfunktionen mit mehreren lokalen Optima. Netztopologieänderungen in Form von Schaltmaßnahmen bewirken grundsätzlich eine Änderung der Jakobi- oder Knotenadmittanzmatrix und können zu größeren Änderungen der komplexen Knotenspannungen und Zweigströme führen. Eine Differenzierbarkeit der Steuergrößen ist nicht mehr gegeben, weshalb ein Optimierungsverfahren eingesetzt werden muss, welches die Differenzierbarkeit nicht unmittelbar voraussetzt. Da es sich bei den Entscheidungsvariablen zur Bestimmung eines optimalen Schaltzustandes des Verteilnetzes um diskrete Variablen handelt, die ausschließlich ganzzahlige Werte annehmen können und zusätzlich der Lösungsraum auf

endlich viele Punkte beschränkt ist, stellt das vorliegende Problem der Schaltzustandsoptimierung darüber hinaus ein kombinatorisches Grundproblem dar [92], [93]. Die Berücksichtigung weiterer (quasi)-kontinuierlicher Entscheidungsvariablen durch variable Blind- und Wirkleistungseinspeisungen oder –entnahmen oder die Stufenstellung von Transformatoren oder Kompensationselementen müssen darüber hinaus ebenfalls berücksichtigt werden, was auf ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem führt.

3.2 Allgemeine Formulierung des Optimierungsproblems

Die allgemeine mathematische Formulierung des vorliegenden Problems lautet:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \longrightarrow \min.$$

$$f - \text{Zielfunktion} \tag{3.1}$$

$$\mathbf{x} - \text{Zustandsvariablen}$$

$$\mathbf{y} - \text{Entscheidungsvariablen}$$

Wobei der Zustandsraum durch eine Folge von Gleichheits- und Ungleichheitsnebenbedingungen eingeschränkt wird:

$$g(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \quad \text{Gleichungsnebenbedingung, z. B. Lastflussgleichungen} \tag{3.2}$$

$$h(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0 \quad \text{Ungleichheitsnebenbedingungen, betrieblich-technische Grenzwerte} \tag{3.3}$$

Der Vektor \mathbf{x} beinhaltet die unabhängigen Entscheidungsvariablen des Optimierungsproblems. Es handelt sich hierbei um kontinuierliche und/oder diskrete Steuergrößen, die im Rahmen ihrer technischen Grenzen frei veränderlich sind. Zu den kontinuierlichen Entscheidungsvariablen dieser Arbeit zählen exemplarisch die Wirk- und Blindleistungseinspeisungen der Erzeuger. Der Vektor der Topologievariablen repräsentiert diskrete Entscheidungsvariablen.

Der Vektor \mathbf{y} der abhängigen Zustandsvariablen der quasistationären Netzzustände enthält kontinuierliche Variablen, welche die Ergebnisse der Netzberechnungen für einen bestimmten Netzzustand beinhalten. Diese Zustandsgrößen sind über die Lastflussgleichungen mit den Entscheidungsvariablen unmittelbar gekoppelt und unter Verwendung des exakten Lastflussmodells eine nichtlineare Funktion der Entscheidungsvariablen. So stellen sich z.B. die Knotenspannungen in Abhängigkeit von den eingespeisten und entnommenen Leistungen stets so ein, dass die Lastflussbedingungen erfüllt sind. Der Zustandsvariablenvektor besteht aus den Berechnungsergebnissen der Lastfluss- und Ausfallsimulation und enthält unter anderem die Spannungsbeträge an den Netzknoten und die Zweigströme.

Die Netzgleichungen in den Verfahren der Lastfluss- und Ausfallsimulation stellen Nebenbedingungen in Gleichheitsform dar. Einschränkungen in Form von Ungleichungen ergeben sich zum einen durch die konstruktionsbedingten, technischen Grenzwerte der Betriebsmittel (Stufensetzung der Transformatoren, maximale und minimal zulässige Blindleistung der Erzeuger), zum anderen aus den Grenzen für die Zustandsvariablen (Strom- und Spannungsgrenzen).

3.3 Lösungsalgorithmen und Verfahrensauswahl

3.3.1 Charakteristika des Optimierungsproblems

Die Analyse der Optimierungsaufgabe hat zeigt, dass ein gemischt-ganzzahliges, nichtlineares und nicht konvexes Optimierungsproblem vorliegt, welches im Wesentlichen durch folgende Eigenschaften gekennzeichnet ist:

- Multikriterielle, nichtlineare, nicht-stetig differenzierbare Zielfunktion
- Hohe Anzahl diskreter und kontinuierlicher Entscheidungsvariablen
- Nichtlineare Nebenbedingungen in Gleichheits- und Ungleichheitsform
- Kombinatorisches Problem
- Hochdimensionaler, multimodaler Lösungsraum

Entsprechend der beschriebenen Eigenschaften des Optimierungsproblems ist ein mathematisches Optimierungsverfahren zu wählen, das in der Lage ist, unter Einhaltung einer akzeptablen Rechenzeit ein Ergebnis mit einer ausreichenden Lösungsgüte zu bestimmen. Die Lösung kombinatorischer Optimierungsprobleme erfordert aufgrund ihrer Komplexität üblicherweise einen hohen Rechenaufwand [94].

Ein möglicher Ansatz zur Lösung dieser Problemgattung besteht in der Verwendung exakter Verfahren. Diese Verfahren sind prinzipiell in der Lage, die optimale Lösung einer Optimierungsaufgabe in endlich vielen Schritten zu ermitteln. Sie haben allerdings den Nachteil, dass der Rechenaufwand zur Bestimmung des globalen Optimums häufig exponentiell mit der Problemgröße ansteigt, da der gesamte Lösungsraum abgesucht werden muss.

Approximationsverfahren, zu denen die Heuristiken und Metaheuristiken zählen, analysieren hingegen nur einen Teil des Lösungsraums. Die dabei ermittelte Lösung stellt nicht zwangsweise das globale Optimum der Zielfunktion dar, bildet jedoch häufig eine hinreichend gute Annäherung an das Optimum unter Berücksichtigung einer vertretbaren Rechenzeit.

3.3.2 Exakte Verfahren

Exakte Optimierungsverfahren beruhen auf einer deterministischen Suchstrategie und werden den nichtdirekten Suchmethoden zugeordnet, wobei zwischen Entscheidungsbaum- und Schnittebenenverfahren unterschieden wird. Entscheidungsbaumverfahren beruhen auf einer vollständigen oder begrenzten Enumeration aller Lösungen zum Auffinden des Optimums. Bei der expliziten, d. h. vollständigen, Enumeration werden alle zulässigen Kombinationen der Entscheidungsvariablen durchlaufen und somit der gesamte Lösungsraum analysiert [95]. Implizite Enumerationsverfahren, wie der Branch-and-Bound-Ansatz hingegen werten nur einen begrenzten Teil des Lösungsraums aus. Ein anderer Ansatz zur Beschränkung des Lösungsraums und damit zur Reduktion der Rechenzeit wird bei dem Schnittebenenverfahren eingesetzt. Hierbei wird zunächst die Forderung nach einer Ganzzahligkeit der Entscheidungsvariablen aufgegeben und diese kontinuierlich relaxiert, so dass das Optimierungsproblem in ein lineares Optimierungsproblem übergeht. Das Problem kann daraufhin mit bekannten Lösungsmethoden, wie dem Simplex-Algorithmus effizient gelöst werden [94]. Aufgrund der Notwendigkeit zur vorübergehenden Aufhebung der Ganzzahligkeitsforderung während der Optimierung ist dieses Verfahren für das hier vorliegende Problem der Schaltzustandsoptimierung nicht geeignet, da der Schaltzustand eines Netzelementes nicht anteilig umgesetzt und somit nicht durch reelle Entscheidungsvariablen abgebildet werden kann.

Den wesentlichen Nachteil der exakten Verfahren bildet der hohe Rechenaufwand, weshalb praxisübliche Probleminstanzen unter Einhaltung praktikabler Rechenzeiten oft nicht gelöst werden können. Um auch für derartige Optimierungsaufgaben Lösungen noch mit angemessenem Rechenaufwand ermitteln zu können, werden zunehmend Approximationsverfahren eingesetzt.

Exakte Verfahren scheinen, unter Einbeziehung aller Charakteristika des zugrundeliegenden Optimierungsproblems, den Flexibilitätsanforderungen sowie dem Anwendungsfokus dieser Arbeit nicht geeignet zu sein. Diese Einschätzung wird auch durch die Entwicklungen im Bereich der Schaltzustandsoptimierung gestützt (vgl. Abschnitt 2.8.1).

3.3.3 Approximationsverfahren

Zu den Approximationsalgorithmen gehören die Heuristiken. Sie können keine optimale Lösung garantieren, besitzen aber durch die Analyse vorheriger Lösungen ein gerichtetes Verhalten bei der Exploration des Lösungsraumes und nutzen bewusst den Einsatz stochastischer Komponenten, um die Diversität der Lösungen im Suchprozess zu erhalten und damit die Konvergenz in lokale Optima zu verhindern. Der wesentliche Vorteil von Metaheuristiken gegenüber Heuristiken ist, dass sie sehr flexibel auf unterschiedliche Problemklassen adaptiert werden können und darüber hinaus keine bestimmten Eigenschaften an die Zielfunktion und die Nebenbedingungen stellen. Aufgrund ihrer einfachen Suchstrategien (Nachahmung von biologischen

schen/chemischen Prozessen) wird darüber hinaus kein spezielles Expertenwissen benötigt [96], [97], [98], [99].

Bezüglich der Suchstrategie lassen sich Metaheuristiken in zwei Gruppen einteilen: „einzellösungsbasierte“ Verfahrensansätze, wie z.B. Tabu Search oder Simulated Annealing, die basierend auf einer Lösung versuchen, diese ständig zu verbessern und „populationsbasierte“ Verfahrensansätze, wie Evolutionäre Algorithmen [100] oder Partikel-Schwarm-Optimierung (PSO), die in einem Iterationsschritt mehrere Lösungen generieren und über einen Güteabgleich versuchen, verbesserte Lösungen für den nächsten Iterationsschritt abzuleiten. Die „einzellösungsbasierten“ Metaheuristiken sind in der Regel in der Lage, die Position eines Maximums genauer zu bestimmen, somit also vorwiegend lokale Sucheigenschaften aufweisen. Die „populationsbasierten“ Metaheuristiken hingegen ermöglichen eine breitere Suche im Lösungsraum [98]. Darüber hinaus benötigen populationsbasierte Ansätze in der Regel weniger Iterationsschritte, um gute Lösungen zu finden, da pro Iterationsschritt mehrere Lösungen parallel erzeugt und dadurch die globale Sucheigenschaften gefördert werden. Des Weiteren stellt die Möglichkeit der Parallelisierbarkeit des Optimierungsprozesses einen erheblichen Vorteil dar.

3.3.4 Auswahl eines Lösungsverfahrens

Die Vor- und Nachteile verschiedener Verfahren, die zur Lösung der vorliegenden Problemstellung geeignet sind, wurden dargestellt. Exakte Verfahren bieten zwar eine Optimalitätsgarantie für die gefundene Lösung, da sie die optimale Lösung eines Optimierungsproblems prinzipiell in endlicher Zeit ermitteln können, allerdings wird bei praxisüblichen Problemgrößen der Rechenaufwand unverhältnismäßig hoch. Unter Einbeziehung aller Charakteristika des zugrunde liegenden Optimierungsproblems sowie den Flexibilitätsanforderungen bzgl. sich ändernden Zielstellungen in den Netzbetriebsprozessen sind diese Verfahren für die Lösung nicht geeignet.

Heuristische wie auch metaheuristische Verfahren sind prinzipiell für die Lösung des Problems geeignet. Metaheuristische Verfahren zeichnen sich aber vor allem dadurch aus, dass sie auf unterschiedliche Problemklassen adaptiert werden können, da sie keine Anforderungen an die Zielfunktion und die Nebenbedingungen stellen. Dadurch können sie beliebig in Bezug auf noch nicht formulierte Optimierungsziele und Nebenbedingungen erweitert werden. Aufgrund der ihnen zugrundeliegenden probabilistischen Suchstrategien sind sie darüber hinaus für die Lösung hochdimensionaler und multimodaler Probleme geeignet und erlauben auch das Auffinden globaler Optima. Da Metaheuristiken keine geschlossene analytische Problembeschreibung erfordern, wird der Einsatz von numerischen Verfahren zur Netzsicherheitsanalyse möglich.

Gegenüber „einzellösungsbasierten“ Metaheuristiken bieten „populationsbasierte“ Ansätze den Vorteil, dass sie ein „Portfolio“ an Lösungen in einem Optimierungsprozess generieren und somit mehrere Netztopologien vergleichbarer Güte liefern können.

Bei der Auswahl eines populationsbasierten metaheuristischen Verfahrens stehen keine allgemeingültigen Entscheidungskriterien zur Verfügung, da keine Aussagen zur generellen Überlegen- oder Vorteilhaftigkeit bestimmter Algorithmenklassen existieren [100], [101], [102]. Innerhalb der populationsbasierten Verfahren hat sich der PSO-Algorithmus als relativ junge Optimierungsstrategie gegenüber den anderen Verfahren, wie z.B. den evolutionären oder genetischen Algorithmen, in vielen Anwendungen im Bereich der Elektroenergieversorgung, als gleichwertig und sogar überlegen herausgestellt [103], weshalb nachfolgend für das Problem der Schaltzustandsoptimierung ein PSO-Verfahren eingesetzt wird.

3.4 Zielfunktion

Wie einführend analysiert, sind die betrieblichen Aufgaben abhängig von dem jeweiligen Netzbetriebszustand bzw. dem aktuellen Netzsicherheitsniveau. Ist die Netzsicherheit gefährdet (verletzbarer Betriebszustand) oder sogar verletzt (gestörter Betriebszustand), steht grundsätzlich die Engpassbeseitigung und die Dauer bis zur Rückführung in den vorgelagerten Zustand im Fokus. Im Normalbetrieb wird demgegenüber eine Minimierung der Netzverluste angestrebt. Unabhängig vom Netzbetriebszustand ist es zweckmäßig, den Umfang topologischer Änderungen im Netz gering zu halten (vgl. Abschnitt 2.7.). Da der Anwendungsfokus des vorgestellten Verfahrens zur Schaltzustandsoptimierung die drei zuvor genannten Betriebszustände umfasst und durch eine Optimierung im klassischen Sinn nur eine skalare Zielfunktion minimiert oder maximiert werden kann, müssen die jeweiligen Teilzielfunktionen in einer multikriteriellen Zielfunktion (Ersatzzielfunktion) zusammengeführt werden.

3.4.1 Teilzielfunktion für ein engpassfreies Netz

Befindet sich das Netz im verletzbaren oder sogar bereits gestörten Betriebszustand, sind durch das Leitstellenpersonal Gegenmaßnahmen einzuleiten, um die potentiellen bzw. bereits eingetretenen Engpässe zu beseitigen. Ein engpassfreier Netzzustand ist dann erreicht, wenn keine betrieblichen Grenzwerte bei den überwachten Zustandsgrößen im Grundfall und im (n-1)-Fall auftreten (siehe. Abschnitt 2.6.1 und Abschnitt 2.6.2). Für das Verfahren der Schaltzustandsoptimierung ist es daher notwendig, eine Zielfunktion für ein engpassfreies Netz f_{EN} zu formulieren (siehe Gl. (3.4)):

$$f_{EN} = w_{LFR} \cdot f_{LFR} + w_{AFR} \cdot f_{AFR} = 0 \quad (3.4)$$

Mit entsprechender Wahl der Gewichtungsfaktoren für die Lastflussrestriktion w_{LFR} bzw. Ausfallrestriktion w_{AFR} besteht die Möglichkeit, die Optimierung flexibel zu steuern.

3.4.2 Teilzielfunktion zur Minimierung der Netzverluste

Befindet sich das Netz im Normalbetrieb, sind diese Verluste zu minimieren. Diese Anforderung kann in einer Zielfunktion „Minimierung der Netzverluste“ f_{NV} (siehe Gl. (3.5)) mathematisch formuliert werden.

$$f_{\text{NV}} = \frac{P_{\text{NV}}}{P_{\text{EIN}}} = \min. \quad (3.5)$$

Um die Zielfunktion dimensionslos zu machen, werden die Netzverluste P_{NV} auf die Erzeugerleistung des Netzes P_{EIN} bezogen.

3.4.3 Teilzielfunktion zur Minimierung der topologischen Maßnahmen

Um den Umfang topologischer Änderungen zu minimieren, wird eine Zielfunktion zur Minimierung der Topologiemassnahmen formuliert. Angestrebt wird dabei, dass sich die schaltzustandsoptimierte Zieltopologie ausgehend von der Ausgangstopologie mit wenigen Schaltmaßnahmen erreichen lässt. Prinzipiell ist es möglich, jede topologische Änderung, wie das Zu- oder Abschalten eines Zweiges, das Öffnen oder Schließen einer Kupplung, sowie den Sammelschienenwechsel mit einem gleichgewichteten Zielfunktionsbeitrag zu bewerten. Aus betrieblicher Sicht sinnvoller erscheint aber eine schaltaufwandspezifische Bewertung zu sein, bei der topologische Maßnahmen, deren Durchführung eine mehrstufige Schaltsequenz erfordern, wie der Sammelschienenwechsel einer Leitung oder eines Transformators, einen höheren Zielfunktionsbeitrag durch eine Bewertungsfunktion zugewiesen bekommt als eine Maßnahme m , die lediglich das Zu- oder Abschalten dieser Elemente beinhaltet. Für Leitungen, Transformatoren und Kompensationselemente können die Maßnahmen Zuschalten, Abschalten oder der Sammelschienenwechsel unterschieden werden. Eine entsprechende mathematische Definition für die Bewertungsfunktion am Beispiel einer Leitung b_j unter Berücksichtigung des Schaltaufwands a lautet (Gl. (3.6)) [36]:

$$b_j(m) = \begin{cases} a_j^{\text{MZA}} & \text{falls } m \in \{\text{"Zuschalten"}, \text{"Abschalten"}\} \\ a_j^{\text{MSW}} & \text{falls } m \in \{\text{"Sammelschienenwechsel"}\} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad a_j^{\text{MZA}} \leq a_j^{\text{MSW}} \quad (3.6)$$

Da Erzeugungsanlagen und Lasten nicht vom Netz getrennt werden dürfen, reduziert sich die Betrachtung auf die topologische Maßnahme des Sammelschienenwechsels. Für die Bewertungsfunktion eine Erzeugungsanlage b_e gilt beispielhaft (siehe Gl. (3.7)) [36]:

$$b_e(m) = \begin{cases} a_e^{\text{MSW}} & \text{falls } m \in \{\text{"Sammelschienenwechsel"}\} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.7)$$

Für die Bewertungsfunktion einer Kupplung b_b gilt entsprechend Gleichung (3.8):

$$b_b(m) = \begin{cases} a_b^{\text{MZA}} & \text{falls } m \in \{\text{"Zuschalten"}, \text{"Abschalten"}\} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.8)$$

Unter Berücksichtigung der darüber hinaus existierenden Bewertungsfunktionen für Transformatoren b_t , Kompensationselemente b_c und Lasten b_l lässt sich eine Zielfunktion zur Minimierung der topologischen Maßnahmen f_{TM} aufstellen, welche durch Gleichung (3.9) beschrieben wird [36].

$$f_{\text{TM}} = w^{\text{LTG}} \cdot \sum_{j=1}^{N^{\text{LTG}}} b_j + w^{\text{TR}} \cdot \sum_{t=1}^{N^{\text{TR}}} b_t + w^{\text{KE}} \cdot \sum_{c=1}^{N^{\text{KE}}} b_c + w^{\text{EA}} \cdot \sum_{e=1}^{N^{\text{EA}}} b_e + w^{\text{LA}} \cdot \sum_{l=1}^{N^{\text{LA}}} b_l + w^{\text{KUP}} \cdot \sum_{b=1}^{N^{\text{KUP}}} b_b \quad (3.9)$$

mit

N^{LTG} :	Anzahl aller Leitungen (Stromkreise) im Entscheidungsvariablenvektor
N^{TR} :	Anzahl aller Transformatoren im Entscheidungsvariablenvektor
N^{KE} :	Anzahl aller Kompensationselemente im Entscheidungsvariablenvektor
N^{EA} :	Anzahl aller Erzeugungsanlagen im Entscheidungsvariablenvektor
N^{LA} :	Anzahl aller Lasten im Entscheidungsvariablenvektor
N^{KUP} :	Anzahl aller Kupplungen (Längs-, Quer- und Vollkupplungen) im Entscheidungsvariablenvektor

Mit den einzelnen Gewichtungsfaktoren für die Topologiemassnahme Leitung (Stromkreis) w^{LTG} , Transformator w^{TR} , Kompensationselement w^{KE} , Erzeugungsanlage w^{EA} , Last w^{LA} und Kupplung w^{KUP} ist eine flexible Steuerung des Verfahrens möglich.

3.4.4 Ersatzzielfunktion

Die Ersatzzielfunktion f_{ERS} ergibt sich aus der gewichteten Summe der in den vorangegangenen Abschnitten definierten Teilzielfunktionen wie folgt (siehe Gl. (3.10)):

$$f_{\text{ERS}} = w_{\text{EN}} \cdot f_{\text{EN}} + w_{\text{TM}} \cdot f_{\text{TM}} + w_{\text{NV}} \cdot f_{\text{NV}} = \min \quad (3.10)$$

Die so entstehende multikriterielle Zielfunktion stellt stets eine Kompromisslösung dar, da die einzelnen Teilzielfunktionen unter Umständen gegenläufige Lösungen anstreben können. Durch entsprechende Wahl der Gewichtungsfaktoren für ein engpassfreies Netz w_{EN} , für die Minimierung der Topologiemassnahmen w_{TM} und der Minimierung der Netzverluste w_{NV} lässt sich die Optimierungsrechnung in gewünschter Weise beeinflussen. Während Zielfunktions-

beiträge für Grenzwertverletzungen eine Minimierung der Überlastungen erzwingen, führen Beiträge für die Steuergrößenauslenkungen zu einem Verharren im Startzustand. Daraus lässt sich im Hinblick auf das primäre Einsatzgebiet des Verfahrens zur Engpassbeseitigung folgende Bedingung für die Gewichtung ableiten:

$$w_{\text{EN}} \gg w_{\text{TM}} \quad w_{\text{NV}} = 0 \quad (3.11)$$

Ergibt die Minimierung der Zielfunktion trotz geeigneter Wahl der Gewichtungsfaktoren eine Lösung, bei der noch immer Restriktionsverletzungen auftreten, so können Engpässe nicht alleine durch Topologiemassnahmen beseitigt werden. In diesem Fall ist eine minimale Reduzierung der Wirkleistung im Rahmen des Einspeisemanagements notwendig.

3.5 Nebenbedingungen

Ein engpassfreier Netzzustand ist dadurch gekennzeichnet, dass keine Spannungs- und Stromgrenzen im Normalbetrieb und nach Einfachausfall eines Betriebsmittels verletzt werden. Um mögliche Grenzwertverletzungen dieser Zustandsgrößen im Rahmen der Schaltzustandsoptimierung detektieren zu können, ist es notwendig diese Anforderungen in einer Lastfluss- und Ausfallrestriktion mathematisch zu formulieren. Dazu wird die Methode der Straffunktionen verwendet.

3.5.1 Lastflussrestriktion

Die Lastflussrestriktion setzt sich aus zwei Teilrestriktionen zusammen. Für die Einhaltung der oberen und unteren Spannungsgrenzen an allen Netzknoten lässt sich eine Spannungsstraffunktion $h(U_k)$ am Knoten k modellieren. Gleichung (3.12) zeigt den Modellierungsansatz für eine Potenzfunktion.

$$h(U_k) = \frac{\left[1 + \operatorname{sgn}(U_k - U_{\max,k})\right]}{2} \cdot \left(\frac{U_k - U_{\max,k}}{U_{\text{nenn},k}}\right)^n + \frac{\left[1 + \operatorname{sgn}(U_{\min,k} - U_k)\right]}{2} \cdot \left(\frac{U_{\min,k} - U_k}{U_{\text{nenn},k}}\right)^n \quad \text{mit } n \in \mathbb{N} \quad (3.12)$$

Für den Fall, dass der Exponent $n = 1$ ist, handelt es sich um eine lineare Straffunktion (Rampenfunktion), im Falle von $n = 2$ um eine quadratische Straffunktion (Parabelfunktion).

Eine weitere Möglichkeit stellt die Modellierung als Sprungfunktion dar (siehe Gl. 3.13)).

$$h(U_k) = \frac{1}{2} \cdot \left(\left[1 + \operatorname{sgn}(U_k - U_{\max,k})\right] + \left[1 + \operatorname{sgn}(U_{\min,k} - U_k)\right] \right) \quad (3.13)$$

In allen Fällen wird die Grenzwertverletzung, die einen Engpass darstellt, mit einer auf die Knotennennspannung $U_{\text{nenn},k}$ bezogenen Überschreitung bewertet. Befindet sich die Knotenspannung zwischen unterer und oberer Grenze, so ist der Wert der Spannungsstraffunktion gleich null. Außerhalb des zulässigen Bereichs, d. h. im Falle einer Verletzung des Spannungsbandes,

steigt der Wert der Straffunktion mit dem Betrag der Grenzwertverletzung entweder linear, quadratisch oder sprunghaft an (siehe Abb. 3.1).

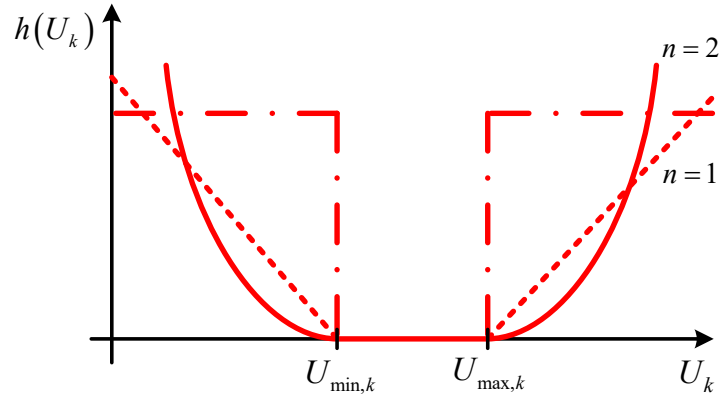


Abb. 3.1: Beispiele für die Modellierung der Spannungsstraffunktion

Unabhängig vom gewählten Modellierungsansatz für die Spannungsstraffunktion muss jedes im Normalbetrieb befindliche Netz folgende Forderung an die Knotenspannungen und damit die Spannungsrestriktion f_{UR} erfüllen (siehe Gl. 3.14):

$$f_{UR} = \sum_{k=1}^{N^{KNO}} h(U_k) = 0 \quad (3.14)$$

Die Einhaltung von Stromgrenzen auf den Netzzweigen (Leitungen, Transformatoren, usw.) kann durch eine Stromstraffunktion $h(I_z)$ dargestellt werden. Für einen Netzzweig ist jedoch im Unterschied zur Spannungsgrenze nur eine obere Stromgrenze zu berücksichtigen. Äquivalent zur Spannungsstraffunktion gibt es verschiedene Modellierungsansätze zur mathematischen Formulierung dieser Funktion (siehe Abb. 3.2).

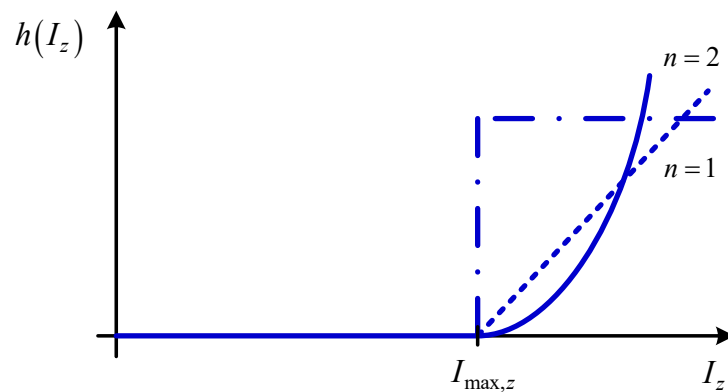


Abb. 3.2: Beispiele für die Modellierung der Stromstraffunktion

Gleichung (3.15) beschreibt den linearen bzw. quadratischen Ansatz:

$$h(I_z) = \frac{\left[1 + \operatorname{sgn}(I_z - I_{\max,z})\right]}{2} \cdot \left(\frac{I_z - I_{\max,z}}{I_{\max,z}}\right)^n \quad \text{mit } n \in \mathbb{N} \quad (3.15)$$

Ein entsprechender Modellierungsansatz als Sprungfunktion ist durch Gleichung (3.16) gegeben:

$$h(I_z) = \frac{1}{2} \cdot \left[1 + \operatorname{sgn}(I_z - I_{\max,z})\right] \quad (3.16)$$

Für ein engpassfreies Netz gilt unabhängig vom gewählten Modellierungsansatz folgende Forderung für die Einhaltung der Stromgrenzen auf allen Netzzweigen (Stromrestriktion) (siehe Gl. 3.17):

$$f_{\text{IR}} = \sum_{z=1}^{N_{\text{ZWG}}} h(I_z) = 0 \quad (3.17)$$

Die Spannungs- und Stromrestriktion im (n-0)-Fall bilden die Lastflussrestriktion f_{LFR} . Für ein engpassfreies Netz ohne Spannungs- und Stromgrenzwertverletzungen muss die Bedingung nach Gleichung (3.18) erfüllt sein:

$$f_{\text{LFR}} = f_{\text{UR}} + f_{\text{IR}} = \sum_{k=1}^{N_{\text{KNO}}} h(U_k) + \sum_{z=1}^{N_{\text{ZWG}}} h(I_z) = 0 \quad (3.18)$$

3.5.2 Ausfallrestriktion

Die Einhaltung der Spannungs- und Stromgrenzen muss für alle relevanten Betriebssituationen, d. h. auch im Hinblick auf einen möglichen Betriebsmittelausfall, gewährleistet werden. Das bedeutet für die Ausfallrestriktion f_{AFR} , dass die Spannungs- und Stromrestriktion im (n-1)-Fall für alle betrachteten Ausfallvarianten v eingehalten werden muss. Dementsprechend ist für ein engpassfreies Netz ohne Spannungs- und Stromgrenzwertverletzungen im (n-1)-Fall die Gleichung (3.19) zu erfüllen:

$$f_{\text{AFR}} = \sum_{v=1}^{N_{\text{AVR}}} f_{\text{LFR},v} = \sum_{v=1}^{N_{\text{AVR}}} (f_{\text{UR},v} + f_{\text{IR},v}) = 0 \quad (3.19)$$

In der Netzbetriebspraxis ist es durchaus üblich, je nach Betriebssituation kurzzeitig erweiterte Spannungs- und Stromgrenzen für den Grundfall und den Fall nach Betriebsmittelausfall zuzulassen. In der vorliegenden Arbeit wird auf die Definition erweiterter Grenzwerte verzichtet.

3.6 Entscheidungsvariablen

Die in Abschnitt 2.4 genannten Anpassungsmaßnahmen zur Wahrung eines sicheren Netzbetriebs stellen die betrieblichen Freiheitsgrade dar und repräsentieren die Entscheidungsvariablen des vorliegenden Optimierungsproblems, welche geeignet modelliert werden müssen.

3.6.1 Netztopologie

Um alle relevanten topologischen Freiheitsgrade abbilden zu können, ist eine geeignete Modellierung einer veränderbaren Netztopologie vorzunehmen. Die Netztopologie wird durch die Schaltzustände der Längs-, Quer- oder Vollkupplungen sowie der Schaltfelder innerhalb einer Schaltanlage bestimmt.

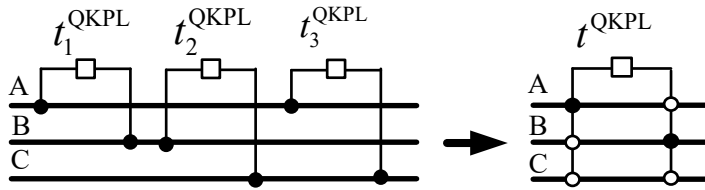
Längskupplungen

Längskupplungen in Einfach- und Mehrfachsammschienenanlagen verbinden bzw. trennen stets zwei Sammschienen von zwei unterschiedlichen Sammschienenabschnitten. Jede Längskupplung repräsentiert eine Entscheidungsvariable, die entweder den Schaltzustand „EIN“ (Kupplung geschlossen) oder „AUS“ (Kupplung geöffnet) annehmen kann. Somit ergibt sich für den Wertebereich einer Topologievariablen vom Typ Längskupplung t^{LKPL} :

$$t^{\text{LKPL}} \in \{0,1\} \quad (3.20)$$

Querkupplungen

Bestehende Modellierungsmethoden für Querkupplungen bildet zwar alle praktisch umsetzbaren Kuppelmöglichkeiten ab, es müssen aber eine Vielzahl zusätzlicher Nebenbedingungen definiert werden, um eine unzulässige Verschaltung zu vermeiden (vgl. Abschnitt 2.8.2). Um diesen Nachteil zu umgehen, wird im Rahmen dieser Arbeit eine neuartige Modellierung für Querkupplungen vorgestellt. Bei der ursprünglichen Modellierung sind zur Darstellung aller relevanten Kuppelmöglichkeiten in einer Dreifachsammschienenanlage drei binäre Topologievariablen notwendig (siehe Abb. 3.3).



Kodierungsschema zum Abbilden aller umsetzbaren Kuppelmöglichkeiten:

AUS	→	0
AB	→	1
BC	→	2
AC	→	3

Abb. 3.3: Neue Modellierungsmethode für Kuppelfelder (Querkupplung)

Mit der nun vorgeschlagenen Modellierungsmethode wird unabhängig von der Anzahl der Kuppelmöglichkeiten in einer Schaltanlage die Querkupplung nur mit Hilfe einer Topologievariablen modelliert, die mehrere Zustände annehmen kann. Jeder Möglichkeit der Sammelschienenverbindung wird dabei über ein Kodierungsschema ein Integer-Wert zugewiesen. Berücksichtigt man darüber hinaus, dass die Kupplung auch geöffnet sein kann, ergeben sich für die Querkupplung vier mögliche Schaltzustände. Die Anzahl der Sammelschienenverbindungen N^{QKPL} , welche sich durch die Querkupplung realisieren lassen, kann mit Gleichung (3.21) bestimmt werden.

$$N^{\text{QKPL}} = \frac{N^{\text{SS}}!}{2!(N^{\text{SS}} - 2)!} \quad \text{mit} \quad N^{\text{SS}} \geq 2 \quad (3.21)$$

Für den Wertebereich einer Topologievariablen vom Typ Querkupplung t^{QKPL} gilt dementsprechend:

$$t^{\text{QKPL}} \in \{0, \dots, N^{\text{QKPL}}\} \quad (3.22)$$

Vollkupplungen

Mit der vorgestellten Methode für die Modellierung von Querkupplungen ist es möglich, auch die topologischen Freiheitsgrade einer Mehrfachsammelschienenanlage, die mit einer Vollkupplung ausgestattet ist, zu modellieren (siehe Abb. 3.4).

Dazu werden die Längstrennungseinheiten und die Querkupplungseinheit getrennt voneinander betrachtet. Jede Längstrennung wird durch eine eigene binäre Topologievariable beschrieben, die einen von dem Schaltzustand der Querkupplung unabhängigen topologischen Freiheitsgrad repräsentiert. Nach Abzug der Kuppelmöglichkeiten, die durch die Längstrennung abgebildet

werden, und unter Berücksichtigung, dass die Querkupplung auch geöffnet sein kann, ergeben sich sieben relevante Schaltzustände, die abzubilden sind.

Standort A

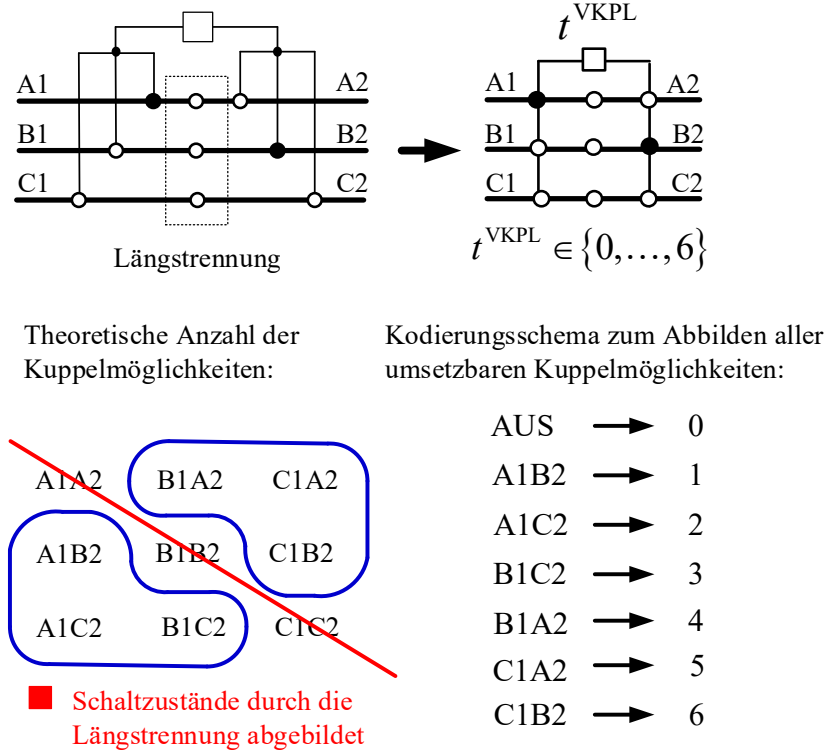


Abb. 3.4: Neue Modellierungsmethode der Kuppelfelder (Vollkupplung)

Jeder der Sammelschienenverbindungen wird wiederum über ein Kodierungsschema ein Integer-Wert zugewiesen. Mit Gleichung (3.23) lässt sich die Anzahl der Sammelschienenverbindungen N^{VKPL} , welche durch eine Vollkupplung realisiert werden können bestimmen.

$$N^{VKPL} = \frac{N^{SS}!}{(N^{SS} - 2)!} \quad \text{mit } N^{SS} \geq 2 \quad (3.23)$$

Für den Wertebereich der Topologievariablen vom Typ Vollkupplung t^{VKPL} gilt dementsprechend:

$$t^{VKPL} \in \{0, \dots, N^{VKPL}\} \quad (3.24)$$

Unter Verwendung des Modellierungsansatzes nach [34] und [36] sind zur Berücksichtigung aller umsetzbaren Kuppelmöglichkeiten der Vollkupplung in einer Dreifachsammelschienen-

einbindungskonzeptes (vgl. Abb. 3.6) der betrachteten und benachbarten Station ergeben, weshalb die Modellierung von Leitungsschaltfeldern zu modifizieren ist.

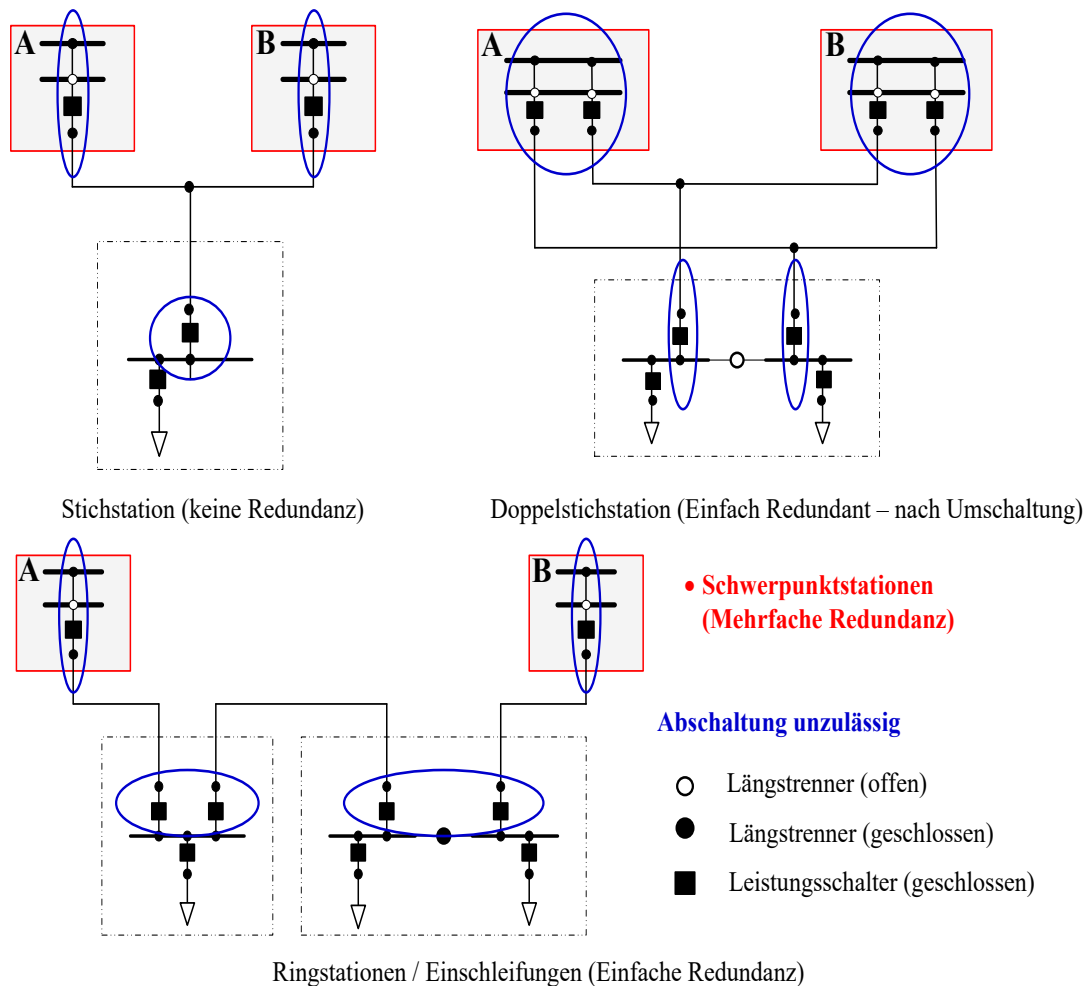


Abb. 3.6: Netzeinbindungsvarianten von Stationen

Im Gegensatz zu zeitlich begrenzten Freischaltungen von Stromkreisen im Rahmen von Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten ist eine betriebliche Schaltmaßnahme mit dem Ziel die Einspeisung aus regenerativen Erzeugungseinheiten zu erhöhen, nur zulässig, wenn dies nicht zur Gefährdung der (n-1)-Sicherheit oder zur Nichtversorgung einer ganzen Station führt. Vor allem bei der Forderung nach einem über längere Zeiträume zulässigen Netznormalschaltzustand müssen diese Kriterien gewahrt bleiben. So darf z. B. ein Schaltfeld, an dessen Abgang ein Stromkreis einer Einschleifung angeschlossen ist, grundsätzlich nicht abgeschaltet werden. Entsprechendes gilt für Schaltfelder, die Stromkreise einbinden, die über Stich- oder Doppelstichanschlüsse verfügen. Um auch die Einhaltung dieser globalen, stations- und schaltanlagenübergreifenden Nebenbedingungen zu gewährleisten, ist der bestehende Modellierungsansatz für Leitungsschaltfelder entsprechend zu erweitern (vgl. Abb. 3.7).

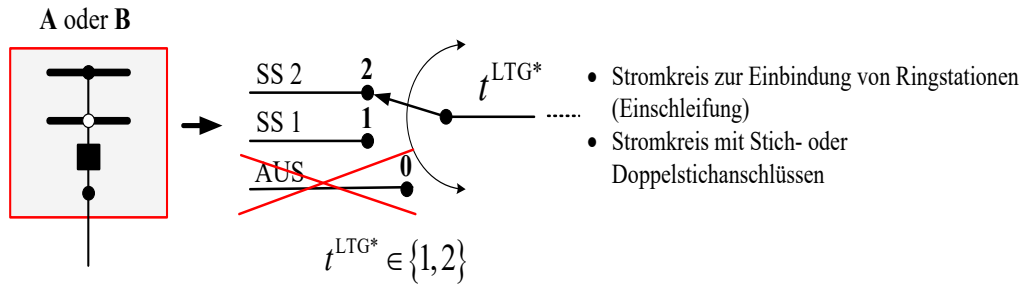


Abb. 3.7: Modellierung für Leitungsschaltfelder zur Einhaltung globaler Nebenbedingungen

Damit ergibt sich der Wertebereich der Topologievariablen für ein Leitungsschaltfeld einer Einschleifung, Stich- oder Doppelstichanschlusses t^{LTG*} in Abhängigkeit von der Sammelschienenanzahl N^{SS} am jeweiligen Standort zu:

$$t^{LTG*} \in \{1, \dots, N^{SS}\} \quad (3.27)$$

Mit dem hier beschriebenen modifizierten Modellierungsansatz für Schaltfelder sowie den neuartigen Modellierungsverfahren für Quer- und Vollkupplungen können alle technisch umsetzbaren Topologievarianten eines Netzes abgebildet werden. Im Hinblick auf das Optimierungsproblem ergeben sich darüber hinaus folgende Vorteile:

- Es wird eine weitere signifikante Reduktion der Anzahl von Topologievariablen vor allem in Mehrfachsammschienenanlagen erreicht und damit die Dimension des Optimierungsproblems weiter verringert.
- Aufgrund der Modellierung werden lokale, schaltanlageninterne wie auch globale, schaltanlagenübergreifende Nebenbedingungen implizit eingehalten.
- Es wird eine erhebliche Anzahl unzulässiger, nicht (n-1)-sicherer topologischer Varianten bereits vor der Optimierung ausgeschlossen.

3.6.2 Transformatorstufenstellung

Durch die Änderung der Stufenstellung r^{TR} von längsgeregelten Transformatoren kann die Spannung im Netz lokal beeinflusst werden. Der Stellbereich des Stufenstellers eines Transformators t ist konstruktionsbedingt durch eine untere und obere Stellgrenze eingeschränkt, wobei die Ungleichung (3.28) eingehalten werden muss:

$$r_{\min,t}^{TR} \leq r_t^{TR} \leq r_{\max,t}^{TR} \quad (3.28)$$

Die Modellierung der Stufenstellungen erfolgt in dieser Arbeit kontinuierlich. Eine weitere Möglichkeit, indirekt eine Anpassung des Stufenstellers zu erzwingen, besteht in der Vorgabe einer Sollspannung U_{soll}^{TR} für den Transformatorspannungsregler. Auch hier wird die Sollspannungsvorgabe durch eine untere sowie obere zulässige Spannungsgrenze eingeschränkt:

$$U_{\min,t}^{TR} \leq U_{soll,t}^{TR} \leq U_{\max,t}^{TR} \quad (3.29)$$

3.6.3 Kompensationselemente

Durch Kompensationselemente kann der Blindleistungshaushalt des Netzes beeinflusst werden. Im Falle von geregelten Kompensationseinrichtungen erfolgt die Regelung der Blindleistung diskret durch Veränderung der Anzahl zugeschalteter Kompensationsstufen oder kontinuierlich. Da die Veränderung der Kompensationsstufen r^{KE} zu einer (quasi-) kontinuierlichen Veränderung der Kompensationsleistung führt, kann die Stufenstellung (quasi-) kontinuierlich im Rahmen ihrer Grenzen (siehe Ungl. (3.30)) modelliert werden:

$$r_{\min,c}^{KE} \leq r_c^{KE} \leq r_{\max,c}^{KE} \quad (3.30)$$

Bei Einsatz einer festen Kompensationseinrichtung, bei der die Anpassung der Kompensationsleistung Q^{KE} nur in diskreten Stufen möglich ist (z.B. Kondensatorbatterie), gilt:

$$Q^{KE} \in \{Q_1^{KE}, \dots, Q_i^{KE}\} \quad i = \text{Anzahl zulässiger Werte} \quad (3.31)$$

3.6.4 Blind- und Wirkleistungsanpassung der Erzeuger

Die Netzbetreiber können im Rahmen ihrer Verpflichtung zur Spannungshaltung und Wahrung der Netzsicherheit eine Anpassung der Blindleistungsbereitstellung und Wirkleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen verlangen. Über die Anpassung der Blindleistungsbereitstellung ist eine lokale Beeinflussung der Knotenspannungen möglich. Die Änderungen der Blind- als auch der Wirkleistung der Erzeuger Q^{EA} bzw. P^{EA} erfolgt innerhalb der Blind- bzw. Wirkleistungsgrenzen an den PQ-Knoten:

$$Q_{\min,e}^{EA} \leq Q_e^{EA} \leq Q_{\max,e}^{EA} \quad (3.32)$$

$$P_{\min,e}^{EA} \leq P_e^{EA} \leq P_{\max,e}^{EA} \quad (3.33)$$

Bei konventionellen Erzeugungsanlagen unterliegt der Anpassungsbereich sowohl der Blindleistungsbereitstellung als auch der Wirkleistungseinspeisung den Einschränkungen des Betriebs-

diagramms der Synchrongeneratoren. Sofern von einer konventionellen Erzeugungseinheit kein Beitrag zur Mindesterzeugung („must-run-unit“) geleistet werden muss, ist auch eine vollständige Wirkleistungsreduzierung möglich, was einer vollständigen Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz entspricht. In diesem Betriebspunkt kann allerdings keine Blindleistungsbereitstellung durch die konventionelle Erzeugungsanlage mehr erfolgen [104]. Die Blindleistungsbereitstellung aus regenerativen Erzeugungsanlagen (ausgenommen Wasserkraftwerke) unterliegt hier keinerlei Einschränkung. Bei den Photovoltaikanlagen und auch der überwiegende Teil der Windkraftanlagen ist die Blindleistungsbereitstellung von der Wirkleistungseinspeisung entkoppelt [2].

Wie bei den Transformatoren auch, kann der Netzbetreiber auch prinzipiell eine Sollspannung für eine Erzeugungseinheit vorgeben. Durch die Generatorspannungsregelung wird hierüber auch indirekt die Spannung am Netzverknüpfungspunkt und damit am Knoten des 110-kV-Verteilnetzes beeinflusst. Die Änderung der Sollspannung erfolgt innerhalb der zulässigen Spannungsgrenzen an den PU-Knoten:

$$U_{\min,e}^{\text{EA}} \leq U_{\text{soll},e}^{\text{EA}} \leq U_{\max,e}^{\text{EA}} \quad (3.34)$$

3.7 Das Partikel-Schwarm-Optimierungsverfahren

3.7.1 Allgemeine Verfahrensbeschreibung und Begriffsdefinitionen

Das Partikel-Schwarm-Optimierungsverfahren (PSO) ist eine Optimierungstechnik des Schwarm-Intelligenz-Paradigmas. Das Verfahren wurde erstmalig im Jahr 1995 von Kennedy und Eberhart [105] vorgestellt. Inspiriert von sozialen Verhaltensmetaphern und der Schwarmtheorie wurden Methoden entwickelt, welche die effiziente Optimierung nichtlinearer, hochdimensionaler und multimodaler Funktionen ermöglichen. Der PSO-Algorithmus simuliert das Verhalten von Kollektiven, wie Tierherden, Vogel- oder Fischeschwärmen. Das Grundprinzip des Suchverhaltens beruht auf randomisierten Bewegungen und der Kommunikation zwischen parallelen Suchprozessen. Ähnlich wie andere populationsbasierte Optimierungsverfahren, wie z. B. den Evolutionsstrategien, initialisiert ein PSO-Algorithmus eine Startpopulation bestehend aus Zufallslösungen, welche als Partikel bezeichnet werden. Die Gesamtheit aller Partikel bildet den Schwarm. Jedes Partikel i wird durch vier Eigenschaften dargestellt. Die erste Eigenschaft ist seine Position im Suchraum, die durch Angabe eines Positionsvektors \mathbf{x} mit der Dimension D definiert wird (siehe Gl. (3.35)):

$$\mathbf{x}_i = (x_{i1}, \dots, x_{id}, \dots, x_{iD}) \quad (3.35)$$

Dieser Positionsvektor enthält dabei alle kontinuierlichen und diskreten Entscheidungsvariablen bzw. Steuergrößen mit denen der Netzbetreiber den Systemzustand des Verteilnetzes beeinflussen kann. Die Position eines Partikels stellt somit einen definierten Netzzustand dar, der sich bei dieser Einstellung der Steuergrößen ergeben würde. Die zweite Eigenschaft eines Partikels ist seine aktuelle Geschwindigkeit, die durch einen Geschwindigkeitsvektor \mathbf{v} gleicher Dimension repräsentiert wird (siehe Gl. (3.36)):

$$\mathbf{v}_i = (v_{i1}, \dots, v_{id}, \dots, v_{iD}) \quad (3.36)$$

Dieser Vektor beschreibt im übertragenen Sinne die Wahrscheinlichkeit (Änderungstendenz), mit der eine Entscheidungsvariable ihren derzeitigen Wert anpasst. Die anderen zwei Eigenschaften sind Speicherstellen für Positionen. Zum einen wird für jedes Partikel die Position (hier ist es der Netzzustand) gespeichert, die im Laufe des Suchprozesses zum bisher besten persönlichen Ergebnis \mathbf{p}_{BEST} geführt hat (siehe Gl. (3.37)):

$$\mathbf{p}_{BEST,i} = (p_{BEST,i1}, \dots, p_{BEST,id}, \dots, p_{BEST,iD}) \quad (3.37)$$

Zum anderen wird in Gleichung (3.38) jene Position gespeichert, die für alle Nachbarn des Partikels das bisher beste globale Ergebnis \mathbf{g}_{BEST} erbrachte:

$$\mathbf{g}_{BEST} = (g_{BEST,1}, \dots, g_{BEST,d}, \dots, g_{BEST,D}) \quad (3.38)$$

Da die Partikel keine Vorstellung von der Größe des zulässigen Lösungsraums haben, muss bei der Initialisierung und auch bei der Aktualisierung der einzelnen Positionen im Verlauf der Optimierung sichergestellt werden, dass sich die Position im Definitionsbereich der zu optimierenden Variablen befinden und diesen auch nicht verlassen. Die mögliche Partikelposition wird also durch die Begrenzung jeder Dimension (siehe Ungl. (3.39)) eingeschränkt.

$$x_{\min,d} \leq x_d \leq x_{\max,d} \quad (3.39)$$

Im vorliegenden Fall handelt es sich um die physikalisch-technischen Grenzen der Steuergrößen bzw. Entscheidungsvariablen. Um eine Überschreitung der Definitionsbereichsgrenzen der Variablen möglichst zu verhindern, ist auch eine Geschwindigkeitsbegrenzung (siehe Ungl. (3.40)) im Bereich

$$-v_{\max,d} \leq v_d \leq v_{\min,d} \quad (3.40)$$

einzuführen. Im Initialisierungsschritt werden die Partikelpositionen entsprechend des gewählten Initialisierungsschemas belegt, d. h. es werden zufällig Netzzustände generiert. Die Initialisierung der Partikelgeschwindigkeiten erfolgt hingegen zufallsbasiert. Bei Zugrundelegung eines zufallsbasierten gleichverteilten Schemas ergibt sich für jede Dimension d eines Partikels i im Initialisierungsschritt ($t = 0$):

$$\begin{aligned} v_{id}^{(t)} &= v_{id}^{(0)} = \text{rand}(-v_{d\max}, v_{d\max}) \\ x_{id}^{(t)} &= x_{id}^{(0)} = \text{rand}(x_{d\min}, x_{d\max}) \end{aligned} \quad (3.41)$$

mit $\text{rand}()$: gleichverteilte Zufallszahl. Die anschließende iterative Anwendung von Aktualisierungsregeln führt in jedem Iterationsschritt zu einer stochastischen Manipulation der Geschwindigkeiten und somit der Suchrichtungen der Partikel (vgl. Abb. 3.8).

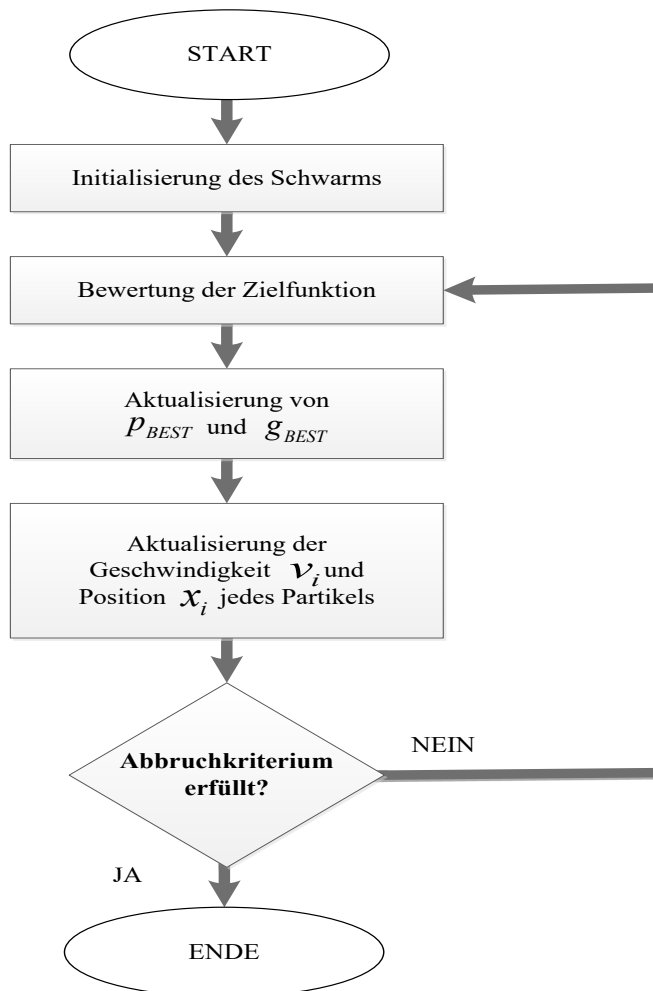


Abb. 3.8: PSO-Flowchart

Verfahrensansatz für kontinuierliche Entscheidungsvariablen

Gleichung (3.42) beschreibt das Suchverhalten der Partikel im Lösungsraum. Die Bewegungsrichtung eines Partikel i in der Dimension d im Iterationsschritt $t+1$ ergibt sich in Form eines Vektors aus drei sich überlagernden einzelnen Bewegungsvektoren wie folgt:

$$\mathbf{v}_{id}^{(t+1)} = \underbrace{w \cdot \mathbf{v}_{id}^{(t)}}_{\text{Schwungkraftkomponente}} + \underbrace{c_1 \cdot r_1 \cdot (\mathbf{p}_{BEST,id}^{(t)} - \mathbf{x}_{id}^{(t)})}_{\text{kognitive Komponente}} + \underbrace{c_2 \cdot r_2 \cdot (\mathbf{g}_{BEST,d}^{(t)} - \mathbf{x}_{id}^{(t)})}_{\text{soziale Komponente}} \quad (3.42)$$

Der erste Gleichungsterm, die „Schwungkraftkomponente“, bewegt das Partikel gewichtet um das „inertia weight“ w in die Richtung weiter, aus der es ursprünglich gekommen ist. Dieser Faktor war in der ursprünglichen Definition eine Konstante, kann aber auch eine Funktion in Abhängigkeit des Iterationsschritts $w=f(t)$ sein. Der zweite Term, die „kognitive Komponente“, repräsentiert das individuelle Gedächtnis eines Partikels und bewegt es gewichtet um die Beschleunigungskonstante c_1 und unter einem stochastischen Einfluss r_1 in Richtung der bisher besten persönlichen Position \mathbf{p}_{BEST} , in der es seinen bisher besten Zielfunktionswert erreicht hat. Der dritte Bewegungsvektor, die „soziale Komponente“, berücksichtigt den Einfluss der anderen Schwarmmitglieder und bewegt das Partikel, gewichtet um die Beschleunigungskonstante c_2 und der stochastischen Komponente r_2 , in die Richtung der Position \mathbf{g}_{BEST} des bisher vom gesamten Schwarm gefundenen besten Zielfunktionswertes. Bei den stochastischen Komponenten r_1 und r_2 handelt es sich um gleichverteilte Zufallszahlen im Bereich

$$r_1, r_2 \in [0,1] \quad (3.43)$$

die für jedes Partikel und jede Dimension separat erzeugt werden. Die Partikelposition $\mathbf{x}_i^{(t+1)}$ für den folgenden Iterationsschritt ergibt sich durch Addition des sich aus der Bewegungsgleichung ergebenden Geschwindigkeitsvektors auf den ursprünglichen Positionsvektor. Die Addition erfolgt für jede Dimension d mit Hilfe der Gleichung (3.44):

$$\mathbf{x}_{id}^{(t+1)} = \mathbf{x}_{id}^{(t)} + \mathbf{v}_{id}^{(t+1)} \quad (3.44)$$

In Abb. 3.9 ist die Aktualisierung der Position schematisch dargestellt.

Die Aktualisierung der global besten Position \mathbf{g}_{BEST} kann innerhalb eines Iterationsschrittes t *synchron* oder *asynchron* vorgenommen werden [106]. Bei der synchronen Aktualisierung werden die Partikelpositionen (persönlich beste und global beste Position) und Partikelgeschwindigkeiten erst am Ende eines Iterationsschrittes bestimmt, nachdem alle Partikel hinsichtlich der Fitnessfunktion (Zielfunktion) bewertet wurden. Die Information über eine mögliche Änderung

der persönlich und global besten Position steht den Partikeln somit erst im nächsten Iterationsschritt zur Verfügung. Bei der asynchronen Variante werden die Partikelpositionen und Partikelgeschwindigkeiten unmittelbar nach der Bewertung des Partikels aktualisiert. Dies ermöglicht die sofortige Einbeziehung der gerade aktuellsten persönlich und global besten Position in die nachfolgende Positionsaktualisierung des Partikels.

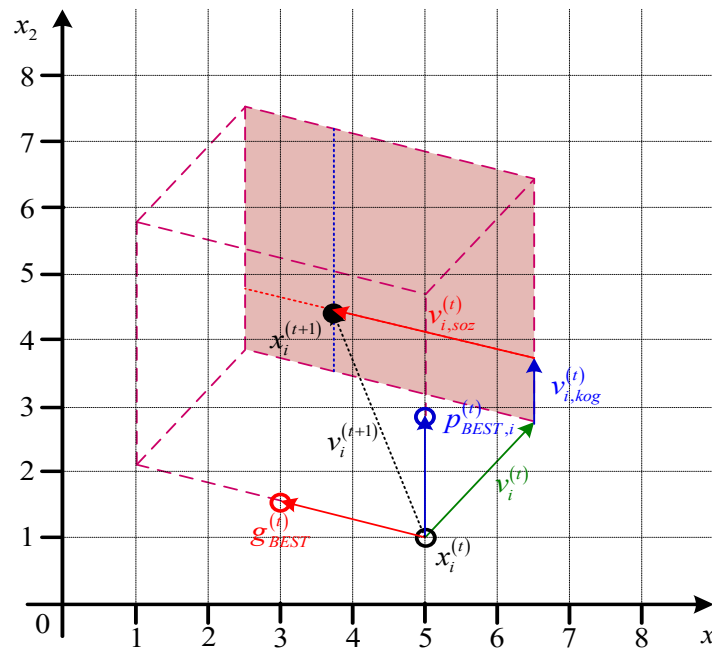


Abb. 3.9: Aktualisierung der Partikelposition

Verfahrensansatz für diskrete Entscheidungsvariablen

Wie auch die Evolutionsstrategien, wurde der PSO-Algorithmus ursprünglich für die Optimierung kontinuierlicher, reellwertiger Variablen konzipiert. Prinzipiell besteht die Möglichkeit, diskrete Entscheidungsvariablen kontinuierlich zu modellieren und nach Auffinden des Optimums wieder zu diskretisieren. Diese Vorgehensweise würde es erlauben, den zuvor vorgestellten kontinuierlichen Verfahrensansatz zu nutzen. Die Betrachtung diskreter bzw. ganzzahliger Variable zeigt dabei deutliche Unterschiede bezüglich einer kontinuierlichen Relaxierbarkeit. Während bei Transformatoren oder Kompensationselementen eine Änderung der Stufenstellung eine (quasi-) kontinuierliche Veränderung der Zustandsgrößen bewirkt und somit eine direkte kontinuierliche Näherung, d. h. eine reellwertige Relaxierung, der Variablen ohne eine signifikante Verschlechterung der Lösungsgenauigkeit nach einer erneuten Diskretisierung möglich ist [107], führt eine relaxierte Betrachtung von Variablen, welche den Schaltzustand des Netzes repräsentieren, nicht zum Erfolg. Der Grund liegt vor allem darin, dass Netztopologieänderungen unter Umständen zu erheblichen Lastflussverschiebungen und damit sprunghaften

Änderungen der Zustandsgrößen führen. Eine andere Vorgehensweise bei der Behandlung gemischt-ganzzahliger Optimierungsprobleme stellt die Dekomposition des Optimierungsproblems in mathematisch homogene Teilprobleme dar, wobei die Optimierung der diskreten Variablen separat von der Optimierung kontinuierlicher bzw. kontinuierlich relaxierbarer Variablen durchgeführt wird und somit für jedes Teilproblem auch ein eigener, speziell angepasster Optimierer genutzt werden kann.

Inzwischen existieren aber auch für den PSO Varianten zur Lösung binärer und ganzzahliger Optimierungsprobleme [108], [109]. Teilweise wird dabei der kontinuierliche Verfahrensansatz ausgenutzt, wobei die Aktualisierung der Geschwindigkeiten und der Positionen nach Gleichung (3.42) bzw. Gleichung (3.44) zunächst kontinuierlich erfolgt. Danach werden die neu ermittelten Positionen auf den nächstgelegenen, ganzzahligen Wert gerundet. Diese Vorgehensweise kann dazu führen, dass die Dynamik der Suche verloren geht und das Verfahren vorzeitig stagniert, was auch im Rahmen dieser Arbeit bestätigt werden konnte.

Zur Behandlung diskreter Entscheidungsvariablen wurde deshalb im Rahmen dieser Arbeit der Verfahrensansatz nach [110] gewählt. Es handelt sich um einen PSO-Algorithmus, der zur Lösung von binären Problemstellungen entwickelt wurde, d. h. der Entscheidungsvariablenvektor liegt in einer binären Form (siehe Gleichung (3.45)) vor:

$$\mathbf{x}_i = (x_{i1}, \dots, x_{id}, \dots, x_{iD}) \quad x_{id} \in \{0, 1\} \quad (3.45)$$

Im Gegensatz zum kontinuierlichen Verfahrensansatz existieren neben dem bereits existierenden Geschwindigkeitsvektor \mathbf{v}_i (Gleichung (3.36)) für jedes Partikel zwei weitere Geschwindigkeitsvektoren (Gl. (3.46) und Gl. (3.47)):

$$\mathbf{v}_i^1 = (v_{i1}^1, \dots, v_{id}^1, \dots, v_{iD}^1) \quad (3.46)$$

$$\mathbf{v}_i^0 = (v_{i1}^0, \dots, v_{id}^0, \dots, v_{iD}^0) \quad (3.47)$$

Der Geschwindigkeitsvektor \mathbf{v}_i^1 beschreibt dabei die Änderungstendenz, dass ein Bit des Partikels i den Wert 1 annimmt. Der Vektor \mathbf{v}_i^0 hingegen die Änderungstendenz, dass das gleiche Bit den Wert 0 annimmt. Beide Hilfsvektoren dienen dazu, den eigentlichen Geschwindigkeitsvektor zu aktualisieren. Welcher der beiden Vektoren zur Aktualisierung herangezogen wird, ist vom Bit-Wert der jeweiligen Dimension d des Positionsvektors \mathbf{x}_i des Partikels i im momentanen Iterationsschritt t abhängig:

$$v_{id}^{(t+1)} = \begin{cases} v_{id}^{1(t+1)} & , \text{ wenn } x_{id}^{(t)} = 0 \\ v_{id}^{0(t+1)} & , \text{ wenn } x_{id}^{(t)} = 1 \end{cases} \quad (3.48)$$

In Abweichung vom kontinuierlichen Verfahrensansatz existieren zwei Bewegungsgleichungen, die das Suchverhalten der Partikel im Lösungsraum beeinflussen (siehe Gl. (3.49) und Gl. (3.50)):

$$v_{id}^{1(t+1)} = w \cdot v_{id}^{1(t)} + z_{id,pBEST}^{1(t)} + z_{d,gBEST}^{1(t)} \quad (3.49)$$

$$v_{id}^{0(t+1)} = w \cdot v_{id}^{0(t)} + z_{id,pBEST}^{0(t)} + z_{d,gBEST}^{0(t)} \quad (3.50)$$

Die einzelnen Gleichungskomponenten und Strategieparameter entsprechen in ihrer Bedeutung denen der kontinuierlichen PSO. Auch hier ergibt sich im übertragenen Sinne eine Änderung der Bewegungsrichtung (Wahrscheinlichkeit für einen Bitwechsel) durch Überlagerung drei verschiedener Bewegungsrichtungen (Einzelwahrscheinlichkeiten), wobei das Aktualisierungskonzept nach Gleichung (3.51) zur Manipulation der kognitiven $z_{id,pBEST}$ und sozialen $z_{d,gBEST}$ Komponente zugrunde liegt:

$$\begin{aligned} p_{BEST,id}^{(t)} = 1 & \Rightarrow z_{id,pBEST}^1 = c_1 \cdot r_1 \quad , \quad z_{id,pBEST}^0 = -c_1 \cdot r_1 \\ p_{BEST,id}^{(t)} = 0 & \Rightarrow z_{id,pBEST}^0 = c_1 \cdot r_1 \quad , \quad z_{id,pBEST}^1 = -c_1 \cdot r_1 \end{aligned} \quad (3.51)$$

$$\begin{aligned} g_{BEST,d}^{(t)} = 1 & \Rightarrow z_{d,gBEST}^1 = c_2 \cdot r_2 \quad , \quad z_{d,gBEST}^0 = -c_2 \cdot r_2 \\ g_{BEST,d}^{(t)} = 0 & \Rightarrow z_{d,gBEST}^0 = c_2 \cdot r_2 \quad , \quad z_{d,gBEST}^1 = -c_2 \cdot r_2 \end{aligned}$$

Das Konzept lässt sich wie folgt beschreiben:

Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Partikel i in der Dimension d einen Bitwechsel vollzieht, ist abhängig von den Bitwerten der persönlich besten und global besten Lösung im Iterationsschritt t in der gleichen Dimension. Ist der Bitwert der persönlich und global besten Lösung gleich 1, so führt das dazu, dass sich die Geschwindigkeit v_i^1 vergrößert und damit die Wahrscheinlichkeit steigt, dass die Entscheidungsvariable den Wert 1 annimmt. Im gleichen Maße reduziert sich die Geschwindigkeit v_i^0 , was wiederum die Wahrscheinlichkeit reduziert, dass die Variable den Wert 0 annimmt. Gleiches gilt entsprechend für den Fall, dass die persönlich und globale beste Lösung den Bitwert 0 besitzt. Damit vergrößert sich die Geschwindigkeit v_i^0 und die Wahrscheinlichkeit steigt, dass die Entscheidungsvariable den Wert 0 annimmt.

Entsprechend der ursprünglichen Definition des kontinuierlichen PSO-Algorithmus und im Gegensatz zum binären Verfahren nach [108] wird die Bewegungsrichtung des Partikels weiter-

hin durch die bisher gefundene persönlich beste Position \mathbf{p}_{BEST} und durch die bisher unter allen Partikeln des Schwarms gefundene global beste Position \mathbf{g}_{BEST} beeinflusst.

Nach der Berechnung der Hilfsvektoren \mathbf{v}_i^1 und \mathbf{v}_i^0 nach der in Gleichung (3.51) dargestellten Vorschrift erfolgt die Aktualisierung des Geschwindigkeitsvektors \mathbf{v}_i nach Gleichung (3.48). Jede Dimension des Geschwindigkeitsvektor \mathbf{v}_i ist wie bei dem kontinuierlichen Verfahrensansatz eine reellwertige Größe, die durch eine entsprechende Normalisierungsfunktion im Wertebereich zwischen 0...1 abgebildet wird. Das geschieht durch die Sigmoidfunktion (siehe Gl. (3.52)):

$$v_{id}^{*(t+1)} = sig(v_{id}^{(t+1)}) = \frac{1}{1 + e^{-v_{id}^{(t+1)}}} \quad (3.52)$$

Danach erfolgt die Aktualisierung der Partikelposition nach Gleichung (3.53):

$$x_{id}^{(t+1)} = \begin{cases} \bar{x}_{id}^{(t+1)} & , \text{ wenn } r_{id} < v_{id}^{*(t+1)} \\ x_{id}^{(t+1)} & , \text{ wenn } r_{id} > v_{id}^{*(t+1)} \end{cases} \quad (3.53)$$

$\bar{x}_{id}^{(t+1)}$ ist das Zweierkomplement von $x_{id}^{(t+1)}$.

D. h.:

$$\begin{aligned} x_{id}^{(t)} = 0 & \Rightarrow \bar{x}_{id}^{(t+1)} = 1 \\ x_{id}^{(t)} = 1 & \Rightarrow \bar{x}_{id}^{(t+1)} = 0 \end{aligned} \quad (3.54)$$

r_{id} ist eine gleichverteilte Zufallszahl zwischen 0 und 1.

Um das beschriebene Verfahren anwenden zu können, werden die ganzzahligen diskreten Entscheidungsvariablen zunächst binär kodiert und nach der Aktualisierung wieder dekodiert.

3.7.2 Verfahrensparametrierung

Das Verhalten des PSO-Algorithmus kann über verschiedene Verfahrensparameter gesteuert werden. Da es für die Parametrierung metaheuristischer Verfahren keine expliziten Regeln gibt, besteht hier grundsätzlich die Möglichkeit für ein individuelles Problem geeignete Parametereinstellungen experimentell zu ermitteln [101]. Ein rein anwendungsorientiertes Vorgehen besteht in der Verwendung von Parametereinstellungen, welche für diese oder ähnliche Problemstellungen bereits erfolgreich angewendet wurden. Letztgenanntes Vorgehen wird im Rahmen dieser Arbeit gewählt, da der Forschungsgegenstand die Schaltzustandsoptimierung und nicht die Verbesserung bestehender Verfahren darstellt.

Schwarmgrößen

Die Größe des zu initialisierenden Schwarms, d. h. die Anzahl der Partikel in einem Schwarm, ist problemabhängig und lässt sich deshalb nicht verallgemeinern. Wie bei allen populationsbasierten Verfahren, steigt die Wahrscheinlichkeit, ein globales Optimum zu finden, mit größer werdender Partikelzahl, da der Lösungsraum dann intensiver durchsucht wird. Allerdings erfordern mehr Partikel auch einen höheren Rechenaufwand zur Evaluation ihrer Position. Im Gegensatz zu anderen populationsbasierten Suchverfahren ist die notwendige Populationsgröße zur Lösung eines Problems vergleichsweise gering. In allgemeinen Grundlagenarbeiten zum PSO-Verfahren haben sich Schwarmgrößen zwischen 20 bis 50 Partikeln als ausreichend erwiesen (vgl. Tab. 3.1).

Tab. 3.1: Schwarmgrößen in der Literatur

Literaturstelle	Schwarmgröße
[111]	20-40
[112]	20-50
[113]	20-50

Dass diese Schwarmgrößen auch bei der Lösung optimaler Lastflussprobleme geeignet sind, wurde auch in den Arbeiten von [114], [115] nachgewiesen. Die Initialisierung des Algorithmus kann auf verschiedene Arten erfolgen. Die einzelnen Partikel des Schwarms können dabei zufällig unter Berücksichtigung eines Verteilungsmusters (Gauß'sche, exponentielle, logarithmische Normalverteilung usw.) [116] oder aber empirisch aufgrund bereits gewonnener Ergebnisse, Expertenwissen oder Vorstudien über den Lösungsraum verteilt werden.

In der Regel kann davon ausgegangen werden, dass die Ausgangstopologie des Netzes bereits eine gute Anfangslösung, mit in Relation zu einer rein zufallsbasiert erzeugten Netztopologie einer geringen Anzahl von Grenzwertverletzungen aufweist. Auch Netzzustände, die in der Vergangenheit für ähnliche Einspeise- und Lastsituationen (Netznutzungssituationen) in den Betriebsarchiven der Netzbetreiber existieren, stellen potentielle Startlösungen dar. Entsprechend dieser Erkenntnisse repräsentiert mindestens ein Partikel des Schwarms im Initialisierungsschritt eine bereits bekannte Netztopologie. Um dennoch eine ausreichende Diversität innerhalb des Schwarms zu gewährleisten und dadurch dem Algorithmus eine breitere Erforschung des Suchraums zu ermöglichen, werden die restlichen Partikel zufallsbasiert initialisiert. Sind alle Partikel gleich, existiert keine Diversität und der Vorteil der parallelen Suche geht verloren [100]. Umfangreiche Untersuchungen haben gezeigt, dass diese Vorgehensweise die Rechenzeit zum Auffinden optimierter Zieltopologien erheblich verringert und darüber hinaus die Anzahl der durchzuführenden Schaltzustandsänderungen zum Erreichen dieser Zieltopologie aus dem Ausgangszustand ebenfalls reduziert wird [117].

Strategieparameter

Im Gegensatz zu den anderen Metaheuristiken, wie den Evolutionsstrategien oder den genetischen Algorithmen, besitzt der PSO-Algorithmus nur wenige den Suchprozess beeinflussende Parameter. Neben der Schwarmgröße, die bei den evolutionären Algorithmen der Populationsgröße entspricht, wird der Suchprozess lediglich von den drei folgenden Strategieparametern beeinflusst:

- Inertia weight (Trägheitsfaktor) w
- Beschleunigungsfaktor (Gewichtungskonstante) des kognitiven Terms c_1
- Beschleunigungsfaktor (Gewichtungskonstante) des sozialen Terms c_2

Je nach Belegung dieser Parameter ergibt sich für den Gesamtschwarm ein exploratives (globale Suche) oder ein schnell konvergierendes Verhalten (lokale Suche). Bei einer stärkeren Gewichtung der sozialen Komponente, d. h. $c_2 > c_1$, tendiert der Schwarm dazu, sich dem bisher besten Partikel zu nähern, was zu einem schnelleren Zusammenziehen der Partikel in eine bestimmte Region des Lösungsraums und somit zu einer erhöhten Exploitation (Auswertung, Ausschöpfung) dieses Raumes führt. Wird hingegen die kognitive Komponente stärker gewichtet ($c_1 > c_2$), wird eine größere Exploration (Erkundung, Entdeckung) des Lösungsraum erreicht. Der Faktor inertia weight w kontrolliert den Einfluss des aktuellen Moments des zu aktualisierenden Partikels auf die Berechnung der neuen Position. Während ein großer Wert für den Trägheitsfaktor die globale Erkundung des Suchraums fördert, ermöglicht ein kleiner Wert die lokale Suche. In einer Reihe von Arbeiten zur Funktionsweise und zum Konvergenzverhalten des in dieser Arbeit verwendeten PSO-Basisalgorithmus wurden Empfehlungen für sinnvolle statische Parameterbelegungen abgeleitet. Eine Zusammenfassung der Empfehlungen zur Parameterbelegung in der Literatur zeigt Tab. 3.2.

Tab. 3.2: Parametervorschläge und Parameterauswahl für den PSO-Algorithmus

Literaturstelle	w	c_1	c_2
[105]	-	2	2
[118]	0,8	2	2
[119], [120]	0,729	1,49445	1,49445
[121]	0,6	1,7	1,7
[111]	0,7	1,43	1,43
Mittelwert	0,7	1,7	1,7

Der Mittelwert für die einzelnen statistischen Parametereinstellungen hat sich in Voruntersuchungen im Rahmen dieser Arbeit als sinnvoll herausgestellt.

3.7.3 Verfahrensablauf

Ein Schwarm besteht aus mehreren Partikeln, wobei jedes Partikel einen bestimmten Zustand des Verteilnetzes darstellt, der durch die Topologievariablen beschrieben wird. Über eine Fitness bzw. Zielfunktion kann grundsätzlich jedem Netzzustand eine skalare Größe zugeordnet werden. Dieser Skalar beschreibt die Qualität des Netzzustandes hinsichtlich der definierten Zielfunktion. Im Initialisierungsschritt $t = 0$ werden zunächst die Partikel unter Einhaltung der Grenzen der Entscheidungsvariablen initialisiert (siehe Abb. 3.10). Anschließend wird für jedes Partikel unter Einbindung der Lastflusssimulation (LFS) und Ausfallsimulation (AFS) der zugehörige Netzzustand ermittelt, d. h. zu den vorgegebenen Entscheidungsvariablen \mathbf{x} die zugehörigen Zustandsvariablen \mathbf{y} berechnet.

Aus den Ergebnissen dieser Berechnungen lassen sich der Zielfunktionswert respektive die Fitness bestimmen. Befindet sich bereits im Initialisierungsschritt ein Partikel mit dem Zielfunktionswert gleich 0, so ist das Verfahren bereits beendet, da kein Engpass mehr in der betrachteten Netznutzungssituation vorliegt. Wurden für alle Partikel die Zielfunktionswerte bestimmt, wird zunächst aus allen bewerteten Netzzuständen der Netzzustand mit dem geringsten Fitnesswert ermittelt. Die diesem Netzzustand zugehörigen Entscheidungsvariablen werden als bisher beste globale Netzkonfiguration gespeichert. Gleichzeitig wird für jedes Partikel die initialisierte Netzkonfiguration als bisher beste persönliche Netzkonfiguration archiviert. Nach erfolgter Aktualisierung der „Partikelgeschwindigkeit“ werden die sich daraus ergebenden neuen Netzzustände ebenfalls durch die Verfahren der Netzsicherheitsrechnung bewertet. Basierend auf dieser Bewertung erfolgt wiederum eine Aktualisierung der global besten Netzkonfiguration des Schwarms sowie der persönlich besten Netztopologie eines Partikels.

Im Verlauf dieses so entstehenden iterativen Prozesses setzen sich die Partikel durch, die einen Netzzustand repräsentieren, der hinsichtlich der definierten Zielfunktion die besten Eigenschaften aufweist. Der Iterationsprozess wird dabei solange durchlaufen bis eines der folgenden Kriterien erfüllt wird:

- Es wurde ein engpassfreier Netzzustand gefunden und der Zielfunktionsbeitrag f_{EN} ist null.
- Eine Mindestiterationszahl wurde überschritten und der Zielfunktionsbeitrag f_{EN} ist auf einen festen Wert konvergiert.

Die vom Netzbetreiber durchzuführenden, topologischen Maßnahmen ergeben sich aus dem Vergleich der Ausgangstopologie vor der Optimierung (Ausgangstopologie) mit der durch das Ver-

fahren ermittelten Lösungskonfiguration (Zieltopologie). Bleiben nach Erreichen des Abbruchkriteriums Restriktionen der Netzsicherheit verletzt, muss eine Reduzierung der Einspeiseleistung aus regenerativen Erzeugungsanlagen erfolgen. Der Umfang dieser Einspeisemanagementmaßnahmen wird in der folgenden Verfahrensstufe ermittelt. Initialisierung wie auch Aktualisierung der diskreten Entscheidungsvariablen (Topologievariablen) erfolgen unter Einhaltung der zulässigen Wertebereiche der einzelnen Variablen. Die Einhaltung systemweiter Nebenbedingungen kann jedoch in diesem Zusammenhang nicht garantiert werden, da trotz Einhaltung lokaler Nebenbedingungen Netztopologien auftreten können, bei denen Lasten und/oder Einspeisungen vom Netz getrennt werden oder Inselnetze entstehen. Erkennt das eingesetzte Lastflussprogramm während der Initialisierung oder Aktualisierung, dass solche systemweiten Nebenbedingungen verletzt werden, wird dem bewerteten Partikel ein sehr großer Fitnesswert zugeordnet. Auch bei einer möglichen Nichtkonvergenz des Lastflusses wird so verfahren. Dies führt dazu, dass unzulässige Netzkonfigurationen durch das Verfahren schnell eliminiert werden und die Suche in den zulässigen Lösungsraum verlagert wird und diesen auch nicht mehr verlässt.

Das Verfahren liefert einen oder mehrere Ergebnisvektoren für die beste Netzkonfiguration. Durch Vergleich dieser Vektoren mit der Ausgangstopologie des Netzes ergibt sich die theoretisch kleinste Anzahl der zu schaltenden Elemente bzw. der anzupassenden Betriebsmittel, um den optimalen Netzzustand zu erreichen.

In der Praxis bedarf der Vorschlag von komplexen Schaltfolgen der Verifikation aller Zwischenschritte hinsichtlich der Realisierbarkeit. Die zur Verifikation notwendigen Zustandsübergangsprüfungen sind mit dem hier eingesetzten populationsbasierten Verfahren nicht möglich, da das dem Algorithmus zu Grunde liegende Suchschema (es werden während eines Iterationszyklus gleichzeitig mehrere Entscheidungsvariablen verändert) eine Einzelschrittprüfung nicht gestattet. Der hier entwickelte Verfahrensansatz erlaubt aber eine Dimensionsreduktion des Entscheidungsvariablenvektors auf die relevanten Elemente und generiert einen Ergebnisvektor vermindelter Dimension, der als Eingangsvektor für ein nachgelagertes Verfahren zur Zustandsübergangsprüfung verwendet werden kann.

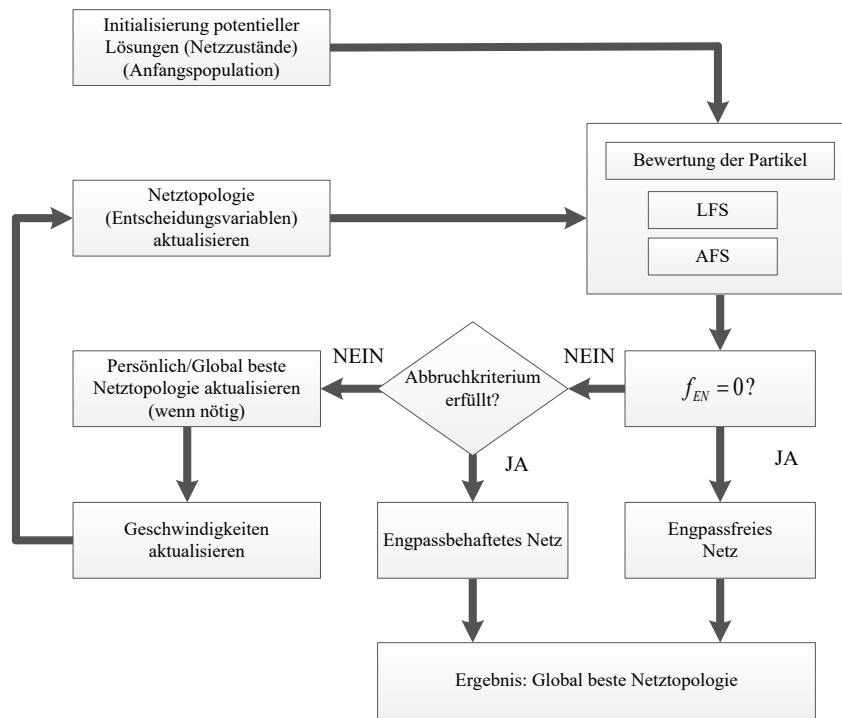


Abb. 3.10: Verfahrensablauf zur Schaltzustandsoptimierung

3.8 Kenngrößen zur Bewertung der Netztologie

Um verschiedene Netztologien hinsichtlich ihres Potentials zur Maximierung der Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen quantitativ bewerten zu können, ist es notwendig, geeignete Kenngrößen zu definieren, anhand derer ein Vergleich durchgeführt werden kann. Als Kenngröße wird neben der Anzahl der Netznutzungssituationen (Einspeise- und Lastsituationen) mit Engpässen auch die abzuregelnde Energiemenge aus regenerativen Erzeugungsanlagen verwendet, die im betrachteten Simulationszeitraum, d. h. über alle Netznutzungssituationen (NNS), aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen nicht eingespeist werden kann. Um die abzuregelnde Energiemenge möglichst exakt zu bestimmen, ist für deren Berechnung ein entsprechendes kleines Betriebsintervall zu wählen. Typischerweise liegen die Lastflussdatensätze (Wirk- und Blindleistung) von Messzählpunkten im Netz als Mittelwerte in einem viertelstündlichen Zeitraster vor, dieses Raster definiert das in dieser Arbeit zu Grunde gelegte Betriebsintervall zur Bestimmung der abzuregelnden Energiemenge W_{AB} (siehe Gl. (3.55)):

$$W_{AB} = \sum_{i=1}^{N^{NNS}} (P_{AB,i} \cdot 0,25 \text{ h}) \quad (3.55)$$

Eine weitere Kenngröße zur Bewertung einer Netztologie stellt die Verlustenergie bzw. Verlustarbeit des Netzes W_{NV} dar. Sie lässt sich durch Gleichung (3.56) bestimmen:

$$W_{\text{NV}} = \sum_{i=1}^{N^{\text{NNS}}} (P_{\text{NV},i} \cdot 0,25 \text{ h}) \quad (3.56)$$

3.9 Engpassmanagementverfahren mit optimalen Topologiemassnahmen

Das in dieser Arbeit vorgestellte Verfahren der Schaltzustandsoptimierung (SZO) ermittelt als eigenständiges Modul die topologischen Massnahmen zur Engpassbeseitigung. Die Ermittlung optimaler Einstellungen für Stufenstellungen bzw. Sollwerten für Transformatoren sowie Blindleistungseinspeisungen wird in dieser Arbeit mit einem bestehenden Verfahren zur Spannungs-Blindleistungs-Optimierung [62], durchgeführt. Führen die Massnahmen nicht zur vollständigen Beseitigung der Engpässe, wird durch das Einspeisemanagement versucht, durch Abregelung der Wirkleistungseinspeisung von konventionellen Erzeugungsanlagen den Engpass zu beheben. Ist auch diese Massnahme nicht ausreichend, wird die Abregelung auf vorrangberechtigte, regenerative Erzeugungsanlagen ausgedehnt.

Zum Standardumfang heutiger Netzleitsysteme zählen unter anderem die Verfahren der Netz-sicherheitsrechnung (NSR), das Verfahren der Spannungs-Blindleistungs-Optimierung (SBO) als auch das Einspeisemanagement (EinsMan). Alle drei Verfahren bilden eigenständige Module der Höheren Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen (HEO). Unter Einbindung des NSR-Moduls, des SBO-Moduls und EinsMan-Moduls sowie des in dieser Arbeit vorgestellten Verfahrens der Schaltzustandsoptimierung lässt sich ein erweitertes Engpassmanagementverfahren mit optimalen Topologiemassnahmen (EWEM) konstruieren, welches alle betrieblichen Massnahmen zur Engpassbeseitigung in sich vereint (vgl. Abb. 3.11). Das Verfahren ist im open-loop-Einsatz in der langfristigen bis hin zur kurzfristigen, operativen Betriebsplanung bereits einsetzbar. Die Möglichkeit für einen closed-loop-Einsatz im Rahmen der Betriebsführung besteht.

Daraus ergibt sich folgende Konzeption des Gesamtverfahrens:

Im ersten Verfahrensschritt erfolgt zunächst die Identifikation potentieller Engpässe innerhalb des betrachteten Betriebs- bzw. Betriebsplanungsintervalls. Wird das Verfahren in der kurzfristigen, operativen Betriebsplanung im Rahmen des DACH-Prozesses eingesetzt, handelt es sich um prognostizierte Last- und Einspeisesituationen für den Folgetag. Bei Einsatz in der mittel- bis langfristigen Betriebsplanung um saisonale Last- und Einspeisesituation über Zeiträume bis zu einem Jahr.

Unter Nutzung des NSR-Moduls wird zunächst für jede Netznutzungssituation (NNS) des betrachteten Intervalls bei gegebener Ausgangstopologie des Netzes eine Lastfluss- und Ausfallsimulationsrechnung durchgeführt. Sollten in dem untersuchten Zeitraum aus betrieblichen Planungen heraus bereits Freischaltmassnahmen vorgesehen sein, so ist die Nichtverfügbarkeit

der betroffenen Betriebsmittel in der Ausgangstopologie zu berücksichtigen. Werden engpass-behaftete NNS identifiziert, werden diese zunächst archiviert und in der zweiten Verfahrensstufe das SBO-Modul angestoßen. Dieses versucht die detektierten Engpässe durch Anpassung von Stufenstellungen bzw. Sollwerten für Transformatoren sowie Blindleistungseinspeisungen zu beseitigen. Führen auch diese Maßnahmen nicht zum Erfolg, wird schließlich in einem dritten Verfahrensschritt das SZO-Modul angestoßen, um topologische Maßnahmen zur Engpass-beseitigung zu bestimmen.

Treten in dem betrachteten Betriebsplanungsintervalls mehrere engpassbehaftete NNS auf, wird die Schaltzustandsoptimierung lediglich für die kritischste Netznutzungssituation, d. h. für die Situation mit den höchsten Grenzwertverletzungen durchgeführt. Die dabei ermittelte Lösung stellt, sofern es eine Lösung gibt, mit hoher Wahrscheinlichkeit auch eine Netztopologie für die anderen engpassbehafteten Situationen bereit, welche über den betrachteten Zeitraum (z. B. für den Folgetag) die Einspeisemanagementeingriffe minimiert.

Bei den verbliebenen Engpässen erfolgt schließlich in der vierten Verfahrensstufe die Ermittlung der zur Engpassbehebung notwendigen Einspeiserreduktion durch das EinsMan-Modul.

Das hier beschriebene Gesamtverfahren eines EWEM-Moduls bietet somit erstmals eine geschlossene Lösung zur Engpassdetektion und Engpassbeseitigung an, welches die bestehenden Teilmodule der NSR, der SBO und des EinsMan mit einem in dieser Arbeit vorgestellten Verfahren zur SZO kombiniert.

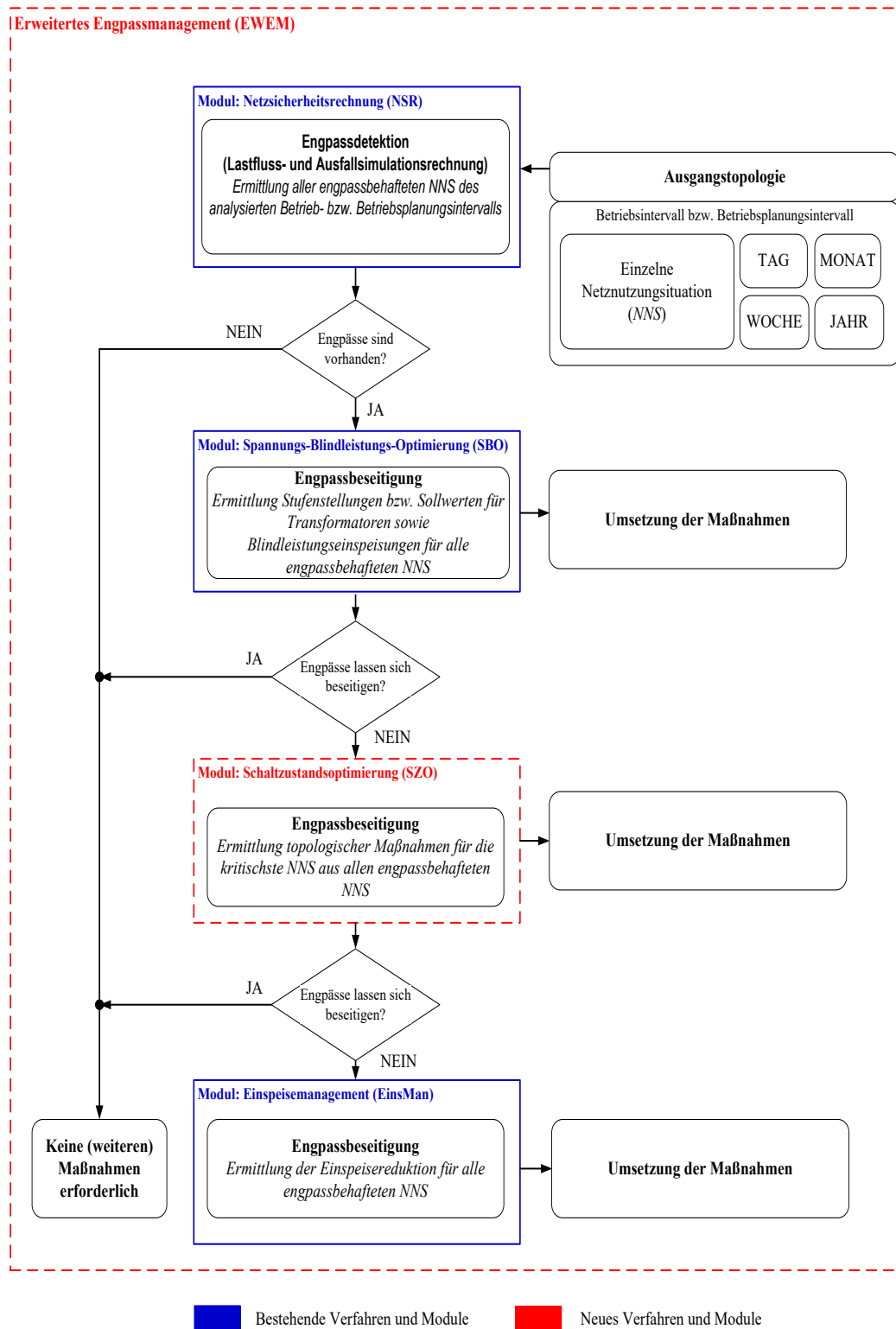


Abb. 3.11: Übersicht über das Gesamtverfahren des erweiterten Engpassmanagements

3.10 Fazit

Bei den bestehenden Methoden zur Modellierung einer veränderbaren Netztopologie die sich durch Längs-, Quer- und Vollkupplungen in einer Schaltanlage realisieren lassen wird jede in der Praxis umsetzbare Sammelschienenverbindung durch eine eigene Topologievariable abgebildet (vgl. Abschnitt 2.8.2), was zum einen die Anzahl der Entscheidungsvariablen im Optimierungsproblem erhöht und zum anderen die Berücksichtigung zusätzlicher Nebenbedingungen hinsichtlich der Verschaltung erforderlich macht. Die hier vorgestellte Modellierungsmethode für Quer- und Vollkupplungen bei der alle topologischen Freiheitsgrade einer Kupplung durch lediglich eine Topologievariable abgebildet werden, berücksichtigt implizit alle schaltanlageninternen Nebenbedingungen hinsichtlich der Verschaltung.

Durch die Modifikation einer bestehenden Modellierungsmethode für Schaltfelder werden zusätzlich auch globale, schaltanlagenübergreifende Nebenbedingungen implizit eingehalten und somit eine erhebliche Anzahl von unzulässigen, nicht $(n-1)$ -sicheren Topologievarianten bereits vor der Optimierung ausgeschlossen.

Darüber hinaus wurde erstmalig ein erweitertes Engpassmanagementverfahren mit optimierten Topologiemassnahmen vorgestellt, das unter Einbindung bestehender Module der HEO und des in dieser Arbeit vorgestellten Verfahrens zur Schaltzustandsoptimierung eine geschlossene Lösung zur Engpassdetektion und Engpassbeseitigung für die Prozesse der Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung bereitstellt. Die Funktionsfähigkeit beider Verfahren gilt es im folgenden Kapitel zu validieren.

4 Numerische Fallstudien

Die Validierung der beschriebenen Verfahren bzw. Methoden sowie die Beantwortung der eingangs formulierten Forschungsfragen bedingt die Verwendung realistischer Daten für Netze, Einspeisecharakteristiken konventioneller wie auch dezentraler regenerativer Erzeugungsanlagen, die direkt in die HS-Ebene einspeisen sowie Lastcharakteristiken der unterlagerten MS- und NS-Netze.

4.1 Modellnetze

4.1.1 Modellierung des Hochspannungsnetzes

Grundsätzlich stellen Daten über die exakte Netzstruktur sowie den Stations- und Schaltanlagenbau aus Sicht der Netzbetreiber sensible Informationen dar, welche im Allgemeinen nicht öffentlich zugänglich sind. Alle deutschen Netzbetreiber sind allerdings nach StromNEV §27 Abs. 2 verpflichtet, allgemeine Angaben über Stromkreislängen von Kabeln und Freileitungen, Anzahl von Entnahmestellen sowie versorgter Fläche und Einwohner zu veröffentlichen, die Betreiber von Hochspannungsnetzen darüber hinaus auch zur Veröffentlichung von Netzschemaplänen gemäß KraftNAV §3 Abs. 1. Basierend auf diesen veröffentlichungspflichtigen Daten sowie unter Berücksichtigung realer Netzstrukturdaten einer existierenden, mittelgroßen 110-kV-Netzgruppe wurden zwei Modellnetze unter Annahme von Standardbetriebsmitteln detailliert modelliert. Die in dieser Arbeit verwendeten Betriebsmitteltypen werden im Anhang A.1 aufgeführt. Durch diese Art der Modellierung werden die Charakteristiken und Eigenschaften von realen Netzen hinreichend genau abgebildet, sodass die Aussagefähigkeit der Modellnetze mit denen realer Netze vergleichbar ist.

Das Modellnetz I (vgl. Abb. 4.1) besteht aus 20 Schaltanlagen (2 Dreifach-, 8 Zweifach- und 10 Einfachsammschienenanlagen), 40 Leitungsabschnitten und 7 regenerativen Erzeugern. Der Schwerpunkt der Erzeugungsleistung konzentriert sich dabei auf einen stark vermaschten Bereich um die Stationen B, K, P und Q. Die installierte regenerative Erzeugungsleistung beträgt 290 MW.

Das Modellnetz II (vgl. Abb. 4.2) hat annähernd gleiche Dimension. Es besteht aus 19 Schaltanlagen, (2 Dreifach-, 7 Zweifach- und 10 Einfachsammschienenanlagen), 35 Leitungsabschnitten und 5 regenerativen Erzeugern mit einer installierten Leistung von 160 MW. Im Unterschied zu Netz I konzentriert sich der Großteil der installierten regenerativen Erzeugungsleistung hier auf die Einschleifung der Stationen J, ZA, K und damit in einem vergleichsweise gering vermaschten Bereich der Netzgruppe.

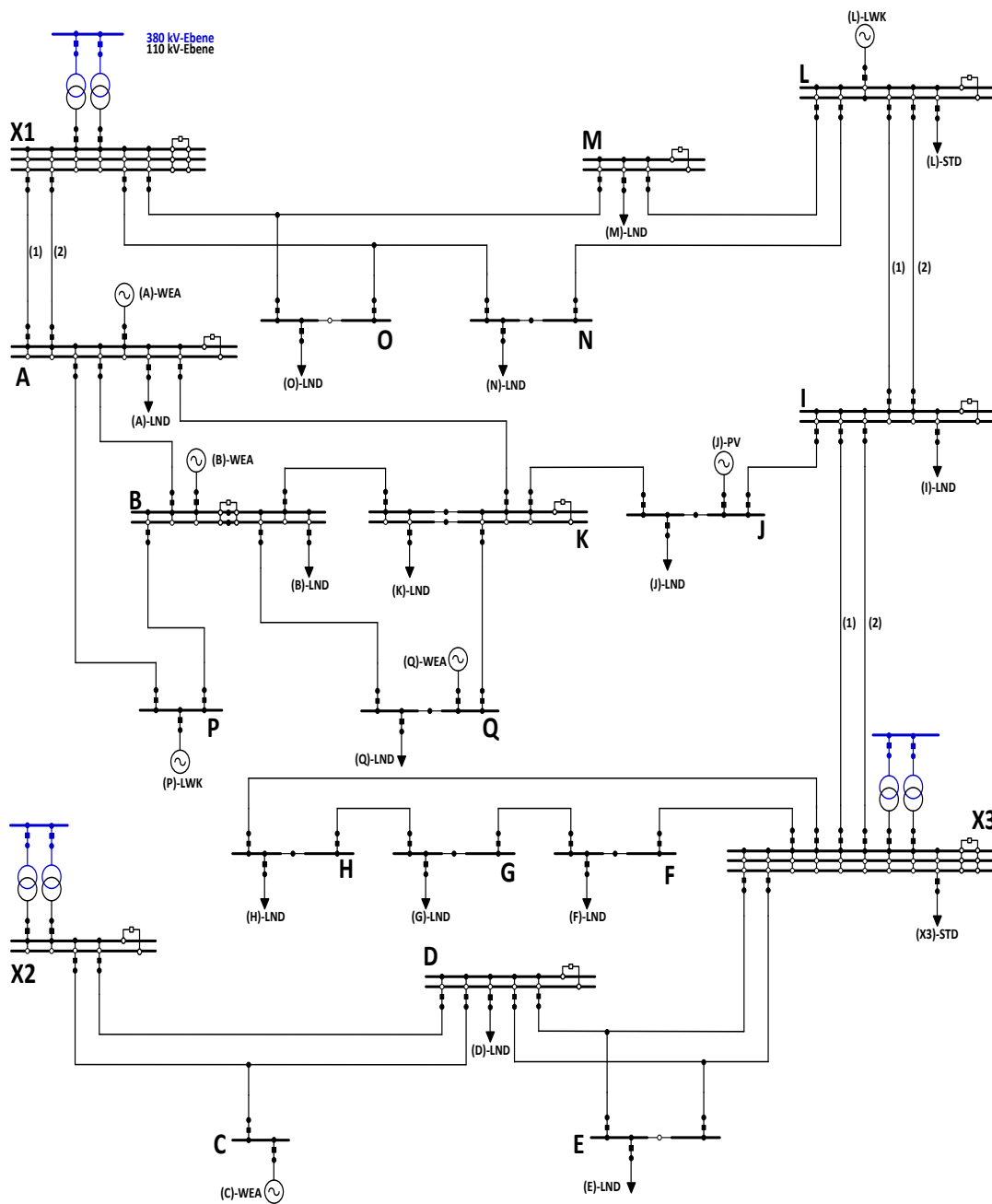


Abb. 4.1: Modellnetz I

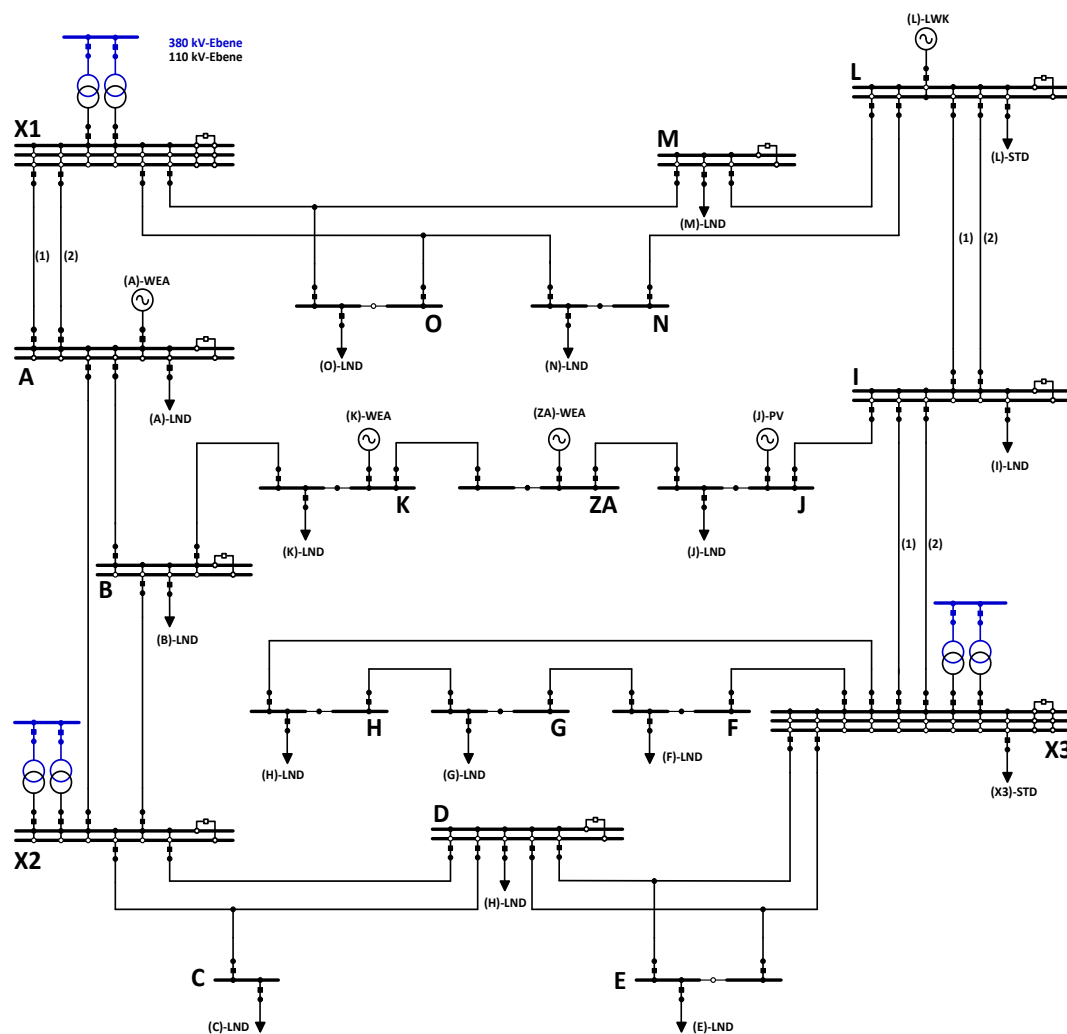


Abb. 4.2: Modellnetz II

Die Tab. 4.1 gibt einen Überblick über die Kenndaten der untersuchten Netze.

Tab. 4.1: Kenndaten der untersuchten 110-kV-Netzgruppen

	Modellnetz I	Modellnetz II
Schaltanlagen (Knoten)	20	19
Leitungsabschnitte	40	35
Transformatoren	6	6
Schaltfelder	88	82
Querkupplungen	9	9
Längskupplungen	10	9
Installierte regenerative Erzeugerleistung in MW	290	160

4.1.2 Modellierung über- und unterlagerter Netze

Die einzelnen 110-kV-Netzgruppen haben in der Regel mehrere Kuppelstellen zum überlagerten Übertragungsnetz. Entsprechend der vorliegenden Impedanzverhältnissen der parallelen Netzzweige im Hoch- und Höchstspannungsnetz resultiert daraus eine wechselseitige Beeinflussung der Leistungsflüsse, die in erheblichem Maße von der aktuellen Topologie beider Netze im jeweiligen Nahbereich der Kuppelstellen bestimmt wird. Das macht die Berücksichtigung des Nahbereichs des überlagerten Höchstspannungsnetzes bei der Modellbildung in Form reduzierter Ersatznetze erforderlich. Zwischen den HöS- und HS-Netzbetreibern werden jährlich Planungsdatensätze ausgetauscht, welche ergänzende Informationen zu den jeweils geplanten Schaltmaßnahmen im Nahbereich des jeweiligen Nachbarnetzes beinhalten. Um auch das Blindleistungsverhalten des Übertragungsnetzes nachbilden zu können, wird auf die Extended-Ward-Ersatznetzdarstellung zurückgegriffen [122]. Da die unterlagerten MS-Netze aufgrund ihrer Netzstrukturen und nicht vermaschten Betriebsweise kaum lastflussrelevante Rückwirkungen auf das HS-Netz haben, werden sie aggregiert als konstante Wirk- und Blindlast am Hochspannungsnetz-knoten modelliert [61].

4.2 Modellierung der Netznutzung

4.2.1 Deterministischer und probabilistischer Ansatz

Die Modellierung der Netznutzung kann entweder über einen deterministischen oder probabilistischen Verfahrensansatz erfolgen. Der deterministische Verfahrensansatz ermöglicht die Bestimmung der Netzzustandsgrößen für bestimmte Netznutzungssituationen (Einspeise- und Lastsituationen). Dabei handelt es sich in der Regel um Szenarien, die besondere Belastungssituationen für das Netz repräsentieren. Aus kombinatorischer Sicht unter Annahme von Extremwerten, welche aus Messwerten der Vergangenheit ermittelt werden, ergeben sich vier mögliche Szenarien:

- Starklast mit maximaler Erzeugung
- Starklast ohne Erzeugung
- Schwachlast mit maximaler Erzeugung
- Schwachlast ohne Erzeugung

Neben der Berechnung der Netzzustände für die definierten Extremszenarien lässt sich durch eine Zeitreihenberechnung auch die Gesamtheit aller möglichen stationären Betriebszustände des Netzes berechnen. Die Zeitreihenberechnung basiert auf Vergangenheitswerten, die aus einer Messung gewonnen werden. Der wesentliche Nachteil dieser Vorgehensweise ist, dass die Zeitreihenberechnung immer nur einen Ausschnitt der Netzzustände im Umfang der bereits eingetretenen Netznutzungskombinationen abdeckt. Kritische Netzzustände, die durch eine Gleichzeitigkeit bestimmter Netznutzungsereignisse auftreten, sind darin möglicherweise nicht enthalten

[123]. Eine Aussage über die Dauer und Auftrittswahrscheinlichkeit von Engpässen ist mit dieser Methode nicht möglich.

Demgegenüber gestattet ein probabilistischer Verfahrensansatz, die Gesamtheit aller Netzzustände unter Ausnutzung von verallgemeinerten Eingangsdaten zu betrachten. Dabei werden die Leistungen der Erzeugungsanlagen und der Lasten als Zufallsvariablen definiert, deren Eigenschaften über Häufigkeitsverteilungen beschrieben werden, die aus Zeitreihen repräsentativer Erzeuger bzw. Lasten abgeleitet werden. Aus der Kenntnis der Eigenschaften einiger bekannter Erzeuger- oder Lastgruppen wird auf die Eigenschaften aller Erzeuger und Lasten der gleichen Gruppe geschlossen. Darüber hinaus werden mögliche Gleichzeitigkeiten zwischen Erzeugern und Lasten der gleichen Gruppe oder zwischen unterschiedlichen Gruppen durch Kennzahlen, sogenannte Korrelationskoeffizienten, erfasst [124]. Durch diesen verallgemeinerten Ansatz kann auf das Verhalten von zukünftigen Erzeugern oder Lasten geschlossen werden. Der probabilistische Ansatz erlaubt darüber hinaus Aussagen über Dauer und Auftrittswahrscheinlichkeit (Häufigkeit) von Engpässen.

Die Umsetzung eines probabilistischen Ansatzes unter Berücksichtigung von Unsicherheiten bzgl. der Wirkleistungseinspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen stellt ein eigenes Problemfeld dar und wird in der vorliegenden Arbeit nicht verfolgt, zumal die eingangs formulierten Forschungsfragen durch einen deterministischen Ansatz beantwortet werden können.

4.2.2 Verwendete Einspeise- und Lastgangdatensätze

Um das Netznutzungsverhalten repräsentativ abzubilden, wird ein Portfolio aus realen Einspeise- und Lastgangdatensätzen verwendet, welches so gewählt wird, dass geografische und zeitliche Abhängigkeiten zwischen regenerativer Einspeisung und der Last an einem Hochspannungsnetz-knoten implizit berücksichtigt werden. Darüber hinaus wird an die Datensätze regenerativer Erzeugungsanlagen die Anforderung gestellt, dass diese von Anlagen stammen, die während des Betrachtungszeitraums von einem Jahr noch keinen Einspeisemanagementmaßnahmen unterworfen waren. Die gesamte verfügbare Messdatenbasis besteht aus insgesamt 16 Zeitreihen der Wirk- und Blindleistung für Mittelspannungsnetze, die sowohl ländliche (LND) als auch städtische (SDT) Gebiete versorgen und aus 7 Zeitreihen für Wirk- und Blindleistung für das verwendete regenerative Einspeiserportfolio, welches Laufwasserkraftwerke (LWK), Windenergieanlagen (WEA) sowie Photovoltaikanlagen (PVA) umfasst. Die Lastgangdatensätze berücksichtigen dabei implizit die Einspeisung aus Erzeugungsanlagen in den unterlagerten Netzebenen und bilden somit die residuale Last am Netzknoten ab.

Die verwendeten Zeitreihen aller betrachteten Erzeugungsanlagen und Lasten liegen als gemittelte Effektivwerte für den Zeitraum eines vollständigen Kalenderjahres mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten vor.

4.2.3 Exemplarische Darstellung der Einspeise- und Lastcharakteristiken

Die im Rahmen dieser Arbeit ausgewerteten und verwendeten Messdatensätze erlauben die Darstellung der Einspeise- und Lastcharakteristiken über den Zeitraum eines Jahres. Vor allem für die Definition möglicher weiterer Netznormalschaltzustände im langfristigen Netzbetriebsplanungsprozess sind diese saisonalen Charakteristiken von erheblicher Bedeutung, weshalb im Folgenden näher darauf eingegangen wird. Zur Verbesserung der Anschaulichkeit der saisonalen Einspeise- und Lastcharakteristiken wird neben dem tatsächlichen Verlauf der Wirkleistungseinspeisung bzw. Entnahmen auch der Trend-indikator *Gleitender Mittelwert* dargestellt.

Saisonale Einspeisecharakteristik eines verwendeten Windparks

Die Stromerzeugung von Windenergieanlagen hängt neben den anlagenspezifischen Parametern, wie z. B. der Leistungskennlinie und der Nabenhöhe auch von den standortabhängigen Windverhältnissen ab. Aufgrund der Volatilität der Windverhältnisse ergeben sich erhebliche Schwankungen der Einspeisung. Wie bei Photovoltaikanlagen oder Lasten, verfügt die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen bzw. Windparks ebenfalls über einen nachweisbaren Tages- und Jahresgang mit systematischen Strukturen [125], [126].

In Abb. 4.3 ist exemplarisch die Einspeisecharakteristik eines, den numerischen Fallstudien zugrunde liegenden, Windparks über den Zeitraum eines Jahres dargestellt.

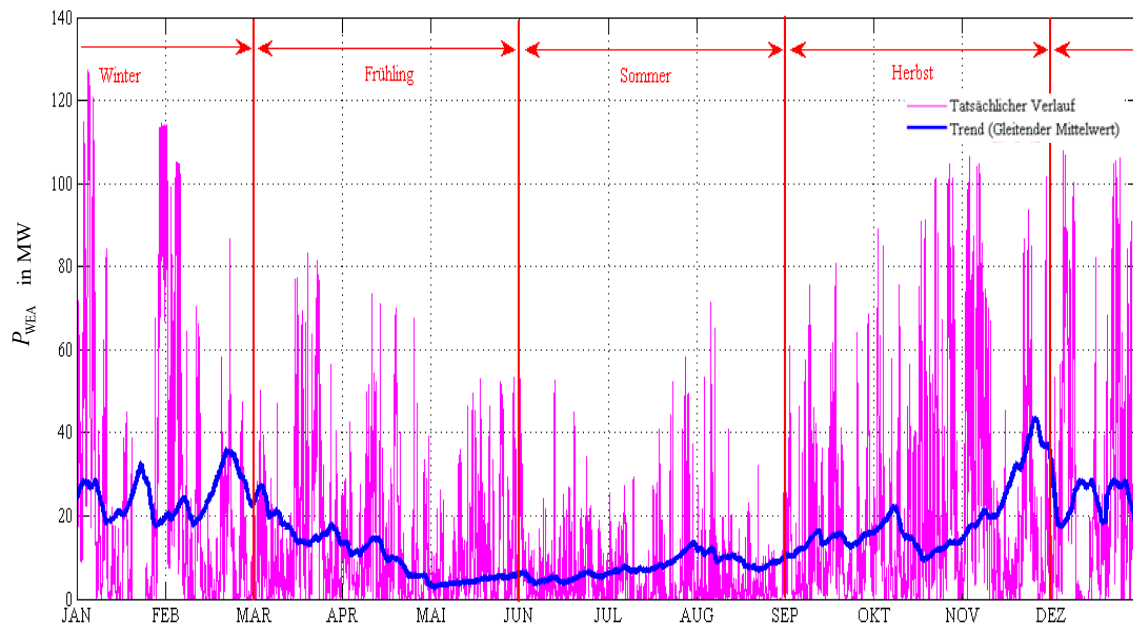


Abb. 4.3: Saisonale Einspeisecharakteristik eines verwendeten Windparks

Eine saisonale systematische Struktur ist erkennbar. Die höchsten mittleren Einspeisungen werden in den Wintermonaten erreicht, im Sommer hingegen ist die mittlere Einspeisung am geringsten. In den Frühlings- und Herbstmonaten kann keine eindeutige Zuordnung getroffen werden. Grundsätzlich ist die Einspeisecharakteristik von Windenergieanlagen bzw. Windparks mit dem Jahresgang der durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten korreliert [127].

Darüber hinaus haben Analysen im Rahmen anderer Forschungsarbeiten gezeigt, dass die Wirkleistungsabgabe verschiedener Windenergieanlagen innerhalb eines Windparks entfernungsunabhängig und die Wirkleistungseinspeisung zwischen verschiedenen Windparks im Bereich der Ausdehnung typischer Mittelspannungsnetze hoch korreliert ist [128].

Saisonale Einspeisecharakteristik eines verwendeten Photovoltaikparks

Die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen (PVA) ist neben dem Strahlungsangebot und damit vom Standort der Anlage auch von der Flächenausrichtung der Anlagen abhängig. Wie bei Windenergieanlagen weist auch die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen sowohl tages- wie auch jahreszeitliche Strukturen auf [126].

In Abb. 4.4 ist die Einspeisecharakteristik eines Photovoltaikparks über die Periode eines Jahres dargestellt. Obwohl es über das ganze Jahr verteilt zu hohen Einspeisungen dieses Parks kommt, treten, wie zu erwarten, die höchsten mittleren Einspeisungen in den Sommermonaten auf, was auf das, im Vergleich zu den Wintermonaten, höhere Strahlungsangebot zurückgeführt werden kann.

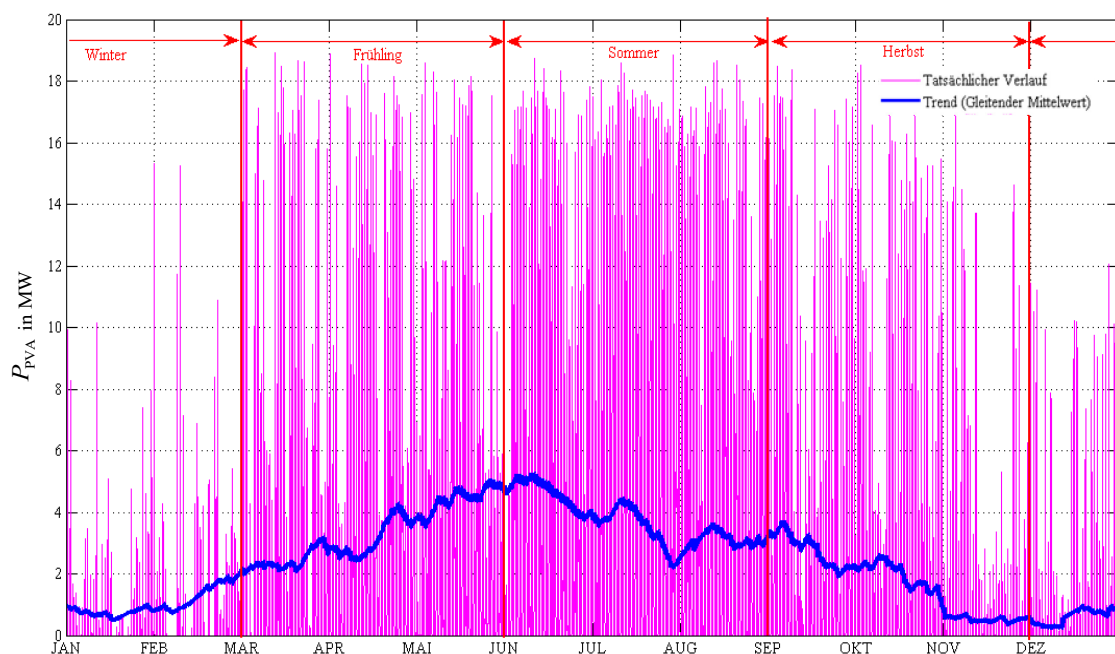


Abb. 4.4: Saisonale Einspeisecharakteristik eines verwendeten Photovoltaikparks

Saisonale Einspeisecharakteristik eines Laufwasserkraftwerks

Die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken (LWK) ist an den anlagenbedingten maximalen Durchfluss (Ausbauabfluss) unter anderem an das Abflussverhalten des Fließgewässers gekoppelt, in das sie eingebunden sind. Dieses wiederum wird von der Größe des Einzugsgebietes und von den regionalen Niederschlagsmengen bestimmt. Obwohl die tagesmittleren Abflüsse bei unterschiedlichen Flüssen sehr stark variieren können, werden Laufwasserkraftwerke zur Grundlastdeckung eingesetzt und weisen aufgrund ihrer Fahrweise eine tagestypische Struktur mit einer annähernd konstanten Leistungsabgabe auf.

Die Abb. 4.5 zeigt den Jahresgang der Einspeisung aus einem, den Fallstudien zu Grunde liegenden, Laufwasserkraftwerk. Es ist auch hier eine deutliche jahreszeitliche Struktur der Leistungsabgabe zu erkennen, welche auf die saisonalen Wasserangebotsunterschiede des Fließgewässers zurückzuführen ist. Das Wasserangebot ist im Frühling und im Sommer relativ hoch, was durch eine ebenfalls hohe mittlere Leistungsabgabe des Kraftwerks gekennzeichnet ist. Demgegenüber tritt eine vergleichsweise geringe mittlere Leistungsabgabe in den Herbst- und Wintermonaten auf, die durch den geringeren Wasserabfluss bestimmt wird.

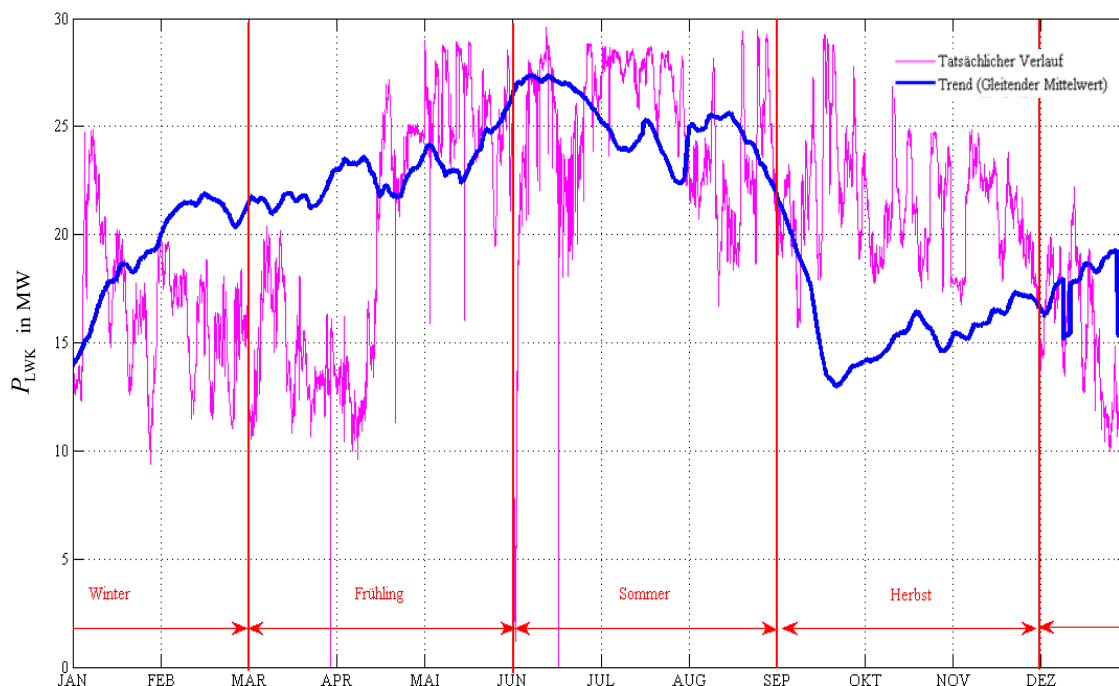


Abb. 4.5: Saisonale Einspeisecharakteristik eines verwendeten Laufwasserkraftwerks

Saisonale Lastcharakteristik eines ländlichen Mittelspannungsnetzes

Schwankungen der Last werden durch das Verbrauchsverhalten hervorgerufen, wodurch sich neben strukturtypischen Tages- und Wochenzyklen auch typische Jahreszyklen einstellen. Die

saisonalen Bedarfsschwankungen werden durch die Temperaturentwicklung und die Sonnenscheindauer geprägt, was in Nord- und Mitteleuropa zu einer höheren Last im Winter und zu einer geringeren Last im Sommer führt. Die Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen überlagert sich diesem Lastgang, so dass sich am Netzverknüpfungspunkt ein Summengang, die Residuallast, ergibt.

In Abb. 4.6 ist der Jahresgang der Residuallast eines ländlichen Mittelspannungsnetzes dargestellt, dessen Netzverknüpfungspunkt sich in unmittelbarer räumlicher Nähe zum in Abb. 4.3 dargestellten Windpark befindet. Der residuale Lastverlauf lässt erkennen, dass es im gesamten Jahr immer wieder zu Rückspeisungen in die Hochspannungsebene kommt. Diese Zeitpunkte einer negativen Residuallast, treten vermehrt im Winter und Herbst auf. Es ist deutlich zu erkennen, dass der residuale Lastverlauf des betrachteten Mittelspannungsnetzes primär durch die dort angeschlossenen Windkraftanlagen bestimmt wird.

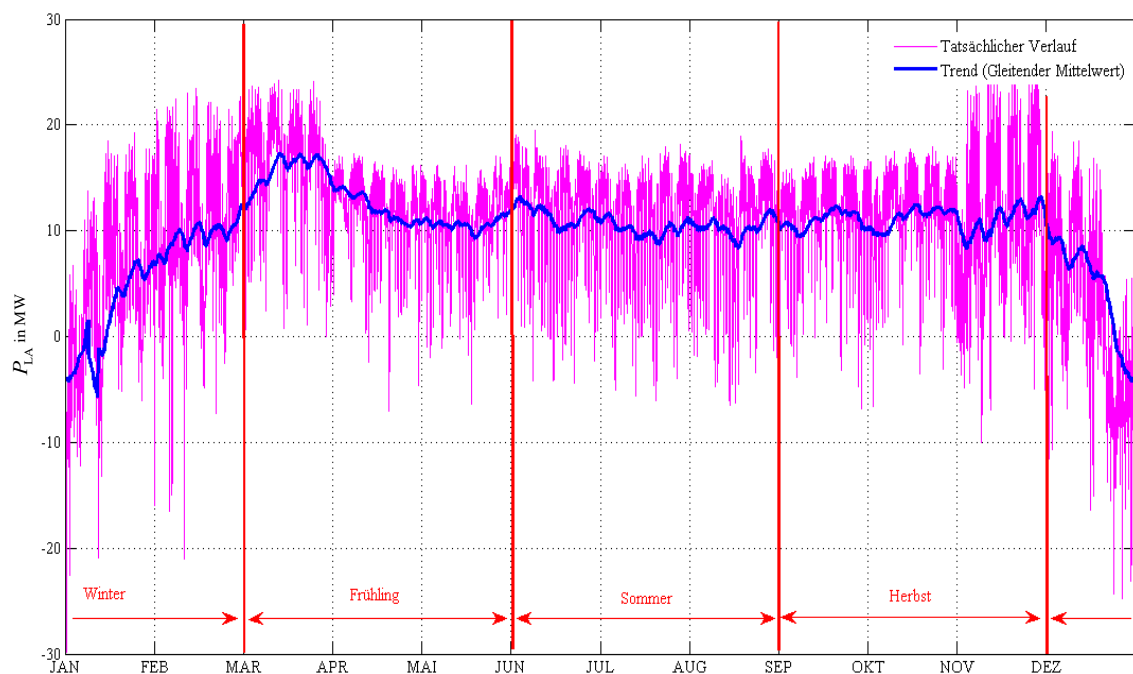


Abb. 4.6: Saisonale Lastcharakteristik eines ländlichen Mittelspannungsnetzes (Residuallast)

4.3 Untersuchungsergebnisse

Der in dieser Arbeit vorgestellte Ansatz zur Schaltzustandsoptimierung von 110-kV-Verteilnetzen zur Maximierung des Abtransports von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen sowie der vorgestellte Ansatz für ein erweitertes Engpassmanagement mit optimalen Topologiemassnahmen umfassen die Netzbetriebsprozesse der langfristigen bis hin zur kurzfristigen, operativen Betriebsplanung- und Betriebsführung. Die Validierung der Funktionsfähigkeit der genannten Verfahren sowie die Beantwortung der eingangs formulierten Forschungsfragen erfolgt in den folgenden Abschnitten. Für alle Untersuchungen wurde für den PSO-Algorithmus eine Schwarmgröße von 20 Partikeln gewählt. Die Parametrierung aller weiteren Operatoren erfolgt entsprechend der Analyseergebnisse (vgl. Abschnitt 3.7.2). Die Abbruchkriterien sind die Konvergenz des Zielfunktionsbeitrages f_{EN} nach Ablauf einer Anzahl von 20 Iterationen.

4.3.1 Auswirkungen der Restriktionsmodellierungsmethode

Ziel dieser Voruntersuchung ist die Auswahl einer im Hinblick auf das Optimierungsziel geeigneten Modellierungsmethode für die Straffunktionen zur Einhaltung der technisch-betrieblichen Nebenbedingungen (vgl. Kapitel 3.5). Bei der Untersuchung wird die Ausfallsimulationsrechnung nicht berücksichtigt, da lediglich analysiert werden soll welche Auswirkungen die Restriktionsmodellierungsmethode auf das Lösungsportfolio des zur Schaltzustandsoptimierung eingesetzten Optimierungsalgorithmus hat. Dazu wird eine Last- bzw. Einspeisesituation im Modellnetz II definiert, die eine Überlastung der Leitung „LTG-IJ“ erzwingt. Eine vollständige Engpassbeseitigung durch eine Schaltzustandsoptimierung ist in dieser Netznutzungssituation nicht möglich, weshalb der Algorithmus nach einer Optimierungsrechnung nur die jeweils beste Lösung mit dem geringsten Grenzwertverletzungen ausgibt. Die in Abhängigkeit von der Modellierungsmethode gelieferten Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Tab. 4.2 zusammengefasst.

Tab. 4.2: Nachteile der Sprungfunktion als Restriktionsmodellierungsmethode

Ausgangszustand		Modellierungsmethode für die Restriktionen				
		Potenzfunktion		Rampenfunktion	Sprungfunktion	
Max. Zweigauslastung in %	116,0	101,0	101,6	100,9	112,3	114,5
Anzahl der überlasteten Zweige	1	2	2	2	1	1
Abzuregelnde Leistung in MW	16,5	2,5	2,5	2,0	14,0	16,0

Deutlich zu erkennen ist, dass ein Algorithmus, bei dem die Stromrestriktion über eine Sprungfunktion modelliert ist, stets Lösungen mit nur einer Grenzwertverletzung (einem überlas-

teten Zweig) liefert. Potenz- oder Rampenfunktionen hingegen liefern Lösungen mit zwei Grenzwertverletzungen. Dieser Sachverhalt lässt sich folgendermaßen erklären: Im Gegensatz zu Rampen- oder Potenzfunktionen lässt die Sprungfunktion keine quantitative Bewertung einer Grenzwertverletzung zu. Der Algorithmus detektiert Lösungen, die sich durch eine geringe Anzahl von Grenzwertverletzungen mit einem höheren Auslastungsgrad auszeichnen. Lösungen mit einer größeren Anzahl von Grenzwertüberschreitungen, aber einem geringeren Auslastungsgrad, werden unterdrückt. Aus Sicht des Algorithmus ist eine Lösung mit einer Grenzwertverletzung stets besser als eine Lösung mit zwei Grenzwertverletzungen, da bei Verwendung einer Sprungfunktion das Bewertungskriterium lediglich auf die Anzahl der Grenzwertverletzungen reduziert wird. Potenz- oder Rampenfunktionen hingegen bewerten die Netztopologie auch hinsichtlich der Höhe einer Grenzwertverletzung. Das führt unter Umständen dazu, dass Lösungen mit einer größeren Anzahl von Zweigüberlastungen und geringerem Überlastungsgrad besser sind, als Lösungen mit einer kleinen Anzahl von Überlastungen und hohem Auslastungsgrad.

Fazit

Unter Netzbetriebsführungsaspekten stellt ein Engpass eine unzulässige betriebliche Situation dar, unabhängig davon, ob eine oder mehrere Grenzwertüberschreitungen vorliegen. Eine Einspeisereduzierung regenerativer Erzeugungsanlagen ist in beiden Fällen erforderlich. Es ist jedoch ersichtlich, dass die unterdrückten Topologievarianten eine kleinere Einspeisereduzierung erforderlich machen und somit aus betrieblicher Sicht sinnvollere Netzkonfigurationen für die vorliegende Netznutzungssituation darstellen. Aus diesem Grund sollten stets Rampen- oder Potenzfunktionen (Straffunktionen) zur Modellierung der Restriktionen verwendet werden, weshalb für alle Folgeuntersuchungen für Spannungs- und Stromrestriktion ein quadratischer Straffunktionsansatz gewählt wird.

4.3.2 Engpassmanagement in der operativen Betriebsplanung und Führung

Das Ziel dieser Untersuchung ist der Nachweis der Funktionsfähigkeit des vorgestellten mehrstufigen, erweiterten Engpassmanagementverfahrens mit optimalen Topologiemassnahmen. Der Nachweis der Funktionalität ist erbracht, wenn die vom Gesamtverfahren vorgeschlagenen Maßnahmen entweder zu einer vollständigen Beseitigung der detektierten Engpässe ohne Reduktion der Einspeisung aus Erzeugungsanlagen führen oder aber der Umfang evtl. Einspeisemanagementmaßnahmen zum Erreichen eines engpassfreien Netzzustandes reduziert wird.

Dazu wird das Verfahren im Rahmen des DACF-Prozesses für das Modellnetz I eingesetzt. Der DACF-Datensatz umfasst die prognostizierten Einspeise- und Lastsituationen für einen Wintertag, bei denen in einer Netznutzungssituation mehrere Engpässe im Netz auftreten. Zur Begrenzung der Rechenzeit wird sowohl in der Verfahrensstufe zur Engpassdetektion, als auch in dem Verfahren zur Schaltzustandsoptimierung der Einfachausfall eines Betriebsmittels nur simuliert,

wenn das betreffende Betriebsmittel im (n-0)-Fall (Grundfall), d. h. bei der Grundlastflussberechnung, über 20% ausgelastet ist.

In der betrachteten Netznutzungssituation tritt aufgrund der sehr hohen Einspeisung des Windparkkollektives „(B)-WEA“ in der Station B in Zusammenhang mit einer zeitgleichen Rückspeisung aus dem unterlagerten Mittelspannungsnetz „(B)-LND“ und einer geringen positiven residualen Last im Bereich benachbarter Umspannwerke bereits im (n-0)-Fall eine Überlastung der Leitung „LTG-AB“ zwischen den Stationen A und B auf (siehe Anhang A.2). Neben der Grundlastflussberechnung werden in einer anschließend durchgeführten Ausfallsimulationsrechnung zur Überprüfung des (n-1)-Kriteriums 9 weitere Einfachausfälle simuliert. Durch die Auswertung der Ergebnisse können für die vorliegende Netznutzungssituation 8 weitere situationsabhängige Engpässe identifiziert werden, die sich auf drei Betriebsmittel verteilen. Eine Übersicht über die detektierten Engpässe in der Ausgangstopologie des Netzes gibt Tab. 4.3.

Wie zu erwarten tritt die höchste Stromgrenzwertverletzung mit 133,0 % nach einem Ausfall der „LTG-AP“, (Leitung zwischen den Knoten A und P) bei der bereits im Grundfall überlasteten Leitung „LTG-AB“ auf.

Abb. 4.7 zeigt die Lokalität der Engpässe und die Ausgangstopologie des Netzes I. Die Netzzweige bei den Grenzwertverletzungen im Grundfall oder aber im (n-1)-Fall auftreten sind rot hervorgehoben.

Tab. 4.3: Engpässe bei der Ausgangstopologie in Modellnetz I

Nr.:	Engpassbehaftetes Element	Auslastung in % (n-1)-Fall	Simulierter Einfachausfall
1	LTG-AB	133,0	LTG-AP
2	LTG-AB	127,6	LTG-KJ
3	LTG-AB	127,0	LTG-IJ
4	LTG-AB	119,0	LTG-KQ
5	LTG-AB	103,3	LTG-X1N
6	LTG-AB	103,1	LTG-X1M
7	LTG-X1A(1)	102,2	LTG-X1A(2)
8	LTG-X1A(2)	102,2	LTG-X1A(1)

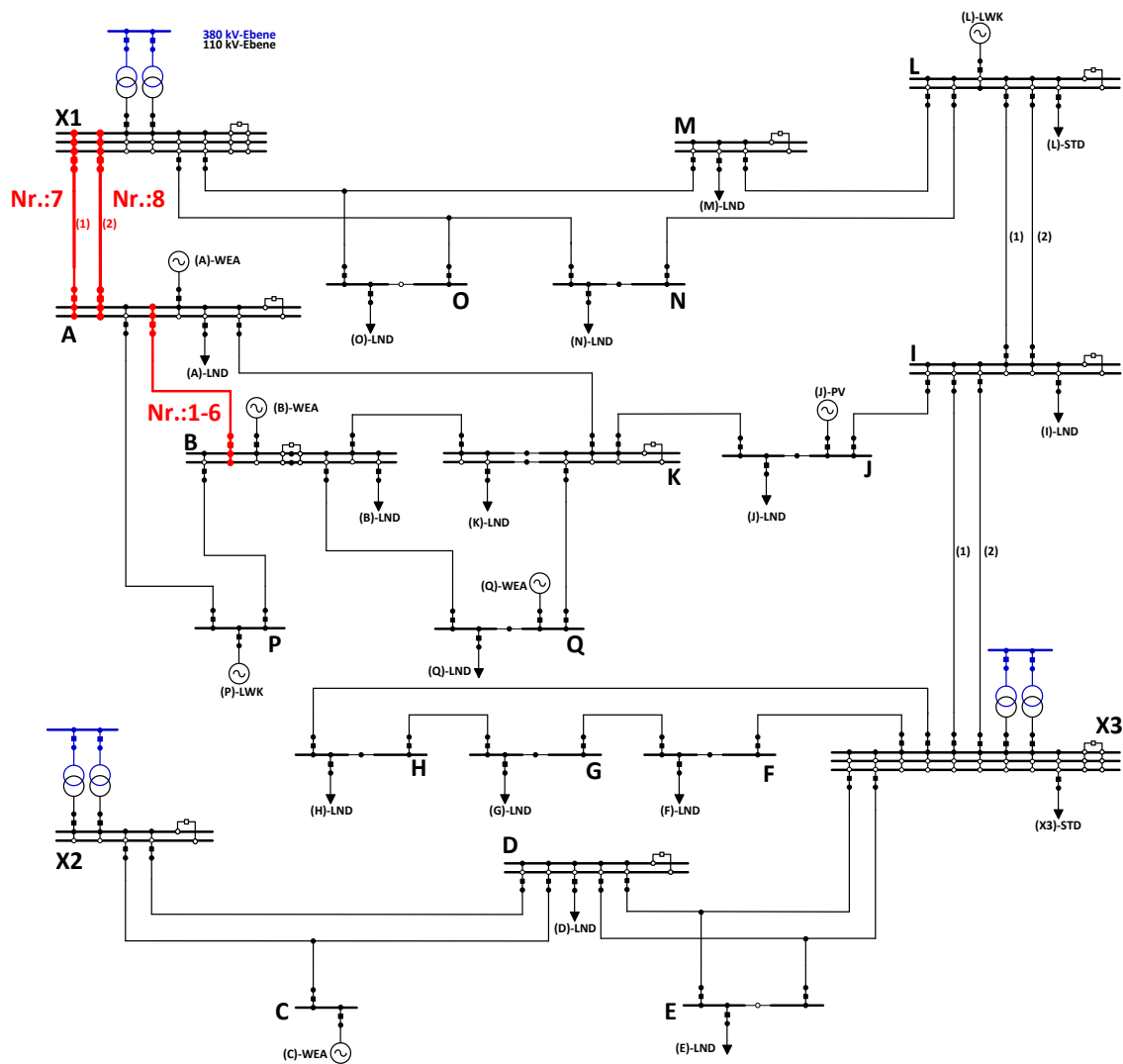


Abb. 4.7: Lokalität der Engpässe für das Modellnetz I im Ausgangszustand

In der zweiten Verfahrensstufe wird zunächst überprüft, ob eine Engpassbeseitigung allein durch lastflussoptimierende Maßnahmen, wie z. B. die Anpassung von Stufenstellungen bzw. Sollwerten für die Transformatoren sowie Blindleistungseinspeisungen behoben werden kann. In der analysierten Netznutzungssituation kann zwar die Überlastung der Leitung „LTG-AB“ im Grundfall gänzlich beseitigt und im (n-1)-Fall reduziert werden (vgl. Tab. 4.4), allerdings ist eine vollständige Beseitigung aller Engpassbefunde nicht möglich. Würden an dieser Stelle nur die lastflussoptimierten Maßnahmen umgesetzt und keine Schaltzustandsoptimierung mehr durchgeführt, wäre eine Reduktion der eingespeisten Leistung am Windparkkollektiv „(B)-WEA“ in Höhe von 35,5 MW durchzuführen.

Tab. 4.4: Betriebsmittelauslastung vor und nach der Lastflussoptimierung

Element	Ausgangstopologie		Ausgangstopologie	
	Auslastung in % (ohne Lastflussoptimierung)		Auslastung in % (mit Lastflussoptimierung)	
	(n-0)-Fall	(n-1)-Fall	(n-0)-Fall	(n-1)-Fall
LTG AB	105,9	133,0	98,7	124,1

Die Analyse ausgewählter Kenngrößen des Netzzustandes verdeutlicht die Auswirkungen dieser Maßnahme (vgl. Tab. 4.5).

Tab. 4.5: Kenngrößen der Lastflussoptimierung

Kenngröße	Vor Beginn der Anpassungsmaßnahme	Nach Beginn der Anpassungsmaßnahme
Mittlere Knotenspannung in kV	110,36	120,8
Mittlere Zweigauslastung in %	17,5	15,9

Wie zu erwarten führt die Anpassung der Transformatorstufenstellung und die Änderung der Blindleistungseinspeisung der Erzeuger zu einem Anstieg der durchschnittlichen Knotenspannungen im Netz. Dies hat zur Folge, dass die mittlere Auslastung der Zweige sinkt. Obwohl die Engpässe in der betrachteten Netznutzungssituation nicht vollständig beseitigt werden können, so darf davon ausgegangen werden, dass in weniger stark engpassbehafteten Netznutzungssituationen diese Maßnahme ausreichend ist.

Das Verfahren der Schaltzustandsoptimierung wird mit der gegebenen Netznutzungssituation und der bestehenden, bereits lastflussoptimierten Ausgangstopologie gestartet und der Zielfunktionswert des jeweils besten Partikels innerhalb des Schwarms in jedem Iterationsschritt betrachtet. Der Zielfunktionswert f_{ERS} setzt sich zusammen aus den jeweiligen Beiträgen der Abwurfrestriktion f_{AWR} , der Lastflussrestriktion f_{LFR} und der Ausfallrestriktion f_{AFR} . Der Zielfunktionsbeitrag zur Minimierung der Netzverluste und zur Minimierung der Anzahl der Schaltzustandsänderungen bleibt in der Darstellung unberücksichtigt. Zur besseren Vergleichbarkeit wird sowohl der in einem Iterationsschritt betrachtete Zielfunktionswert als auch die Werte der zugehörigen Restriktionen auf den größten, in der Optimierung über alle Iterationsschritte aufgetretenen Zielfunktionswert bezogen. Der sich ergebende Konvergenzverlauf ist in Abb. 4.8 dargestellt.



Wie deutlich zu erkennen ist, werden vom Algorithmus bereits nach wenigen Iterationsschritten Netzkonfigurationen detektiert, die durch erheblich geringere Restriktionsverletzungen und somit geringere Zielfunktionswerte gekennzeichnet sind. Die Tatsache, dass im Verlauf der Optimierungsrechnung immer wieder Netzkonfigurationen mit schlechterem Zielfunktionswert auftreten, liegt in der Natur der verwendeten metaheuristischen Suchstrategie. Die stochastischen Komponenten des Verfahrens gestatten dem Algorithmus, im Verlauf des Iterationsprozesses jederzeit gute Lösungen zu verlassen, um lokalen Optima zu entgehen. Der Zielfunktionswert im Iterationsschritt 1 lässt sich dem Partikel des Schwarms zuordnen, welches die Ausgangstopologie repräsentiert. Entsprechend der vorliegenden Grenzwertverletzung im Fall des Betriebsmittelausfalls liefert lediglich die Ausfallrestriktion einen Beitrag zum betrachteten Zielfunktionswert. Im Iterationsschritt 6 wird zum ersten Mal eine Netztopologie bestimmt, die sich

dadurch auszeichnet, dass im Grundfall keine Spannungs- und Stromgrenzwerte verletzt und darüber hinaus auch keine Erzeugungseinheiten bzw. Lasten vom Netz getrennt sind.

Fünf Iterationsschritte später wird eine Netztopologie gefunden, bei der auch die Grenzwertverletzungen nach einem Betriebsmittelausfall minimal sind. Der Abbruch des Verfahrens erfolgt schließlich 20 Iterationen später, da sich in dieser Zeit der Zielfunktionswert nicht mehr weiter verbessern konnte und somit das festgelegte Abbruchkriterium erfüllt wird. Als topologische Maßnahme schlägt das Verfahren für die betrachtete Netznutzungssituation, das Abschalten der überlasteten Leitung „LTG-AB“ vor (vgl. Abb. 4.9).

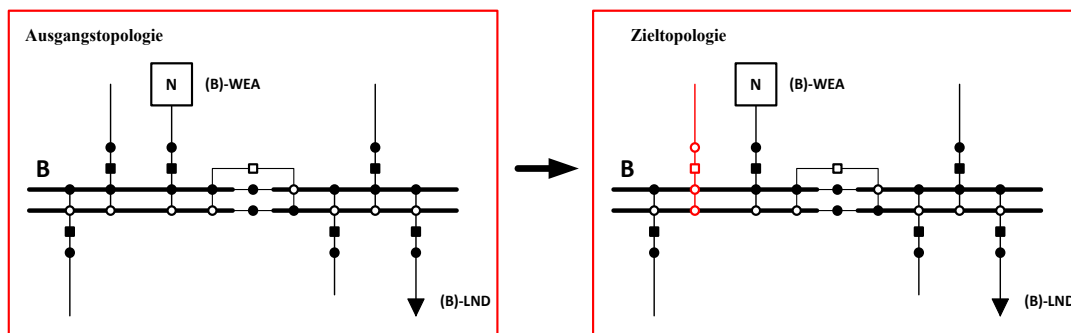


Abb. 4.9: Topologische Maßnahme in Modellnetz I

Nach Abschluss der Schaltzustandsoptimierung bleibt noch ein Befund der Ausfallsimulationsrechnung bestehen. Dieser Befund betrifft die Leitung „LTG-AK“, sie wäre im Falle des Ausfalls des Stromkreises „LTG-AP“ mit 100,3% ausgelastet (vgl. Tab. 4.6).

Tab. 4.6: Engpässe bei der Zieltopologie in Modellnetz I

Nr.:	Engpassbehaftetes Element	Auslastung in % (n-1)-Fall	Simulierter Einfachausfall
1	LTG-AK	100,3	LTG-AP

Diese geringfügige Überlastung wird schließlich in der fünften Verfahrensstufe durch das Verfahren des Einspeisemanagements vollständig beseitigt. Unter Annahme einer stufenlosen Abregelung muss dazu die Einspeisung des Windparkkollektivs „(B)-WEA“ um lediglich 1 MW reduziert werden.

Für Modellnetz II erfolgt die Vorgehensweise zur Engpassbeseitigung äquivalent. Es liegt ebenfalls eine Netznutzungssituation eines Wintertages vor, die innerhalb des DACF-Prozesses als Situation mit den meisten Engpässen identifiziert wurde. Aufgrund einer hohen Einspeisung durch die Windparks „(K)-WEA“ und „(ZA)-WEA“ sowie einer negativen Residuallast an den Stationen K und J kommt es bei der (n-1)-Sicherheitsüberprüfung, bei denen 2 Ausfall-

simulationsrechnungen durchgeführt werden, auf allen Stromkreisen der betrachteten Einspeisung zu Engpässen. Die Lokalität der Engpässe ist in Abb. 4.10 dargestellt.

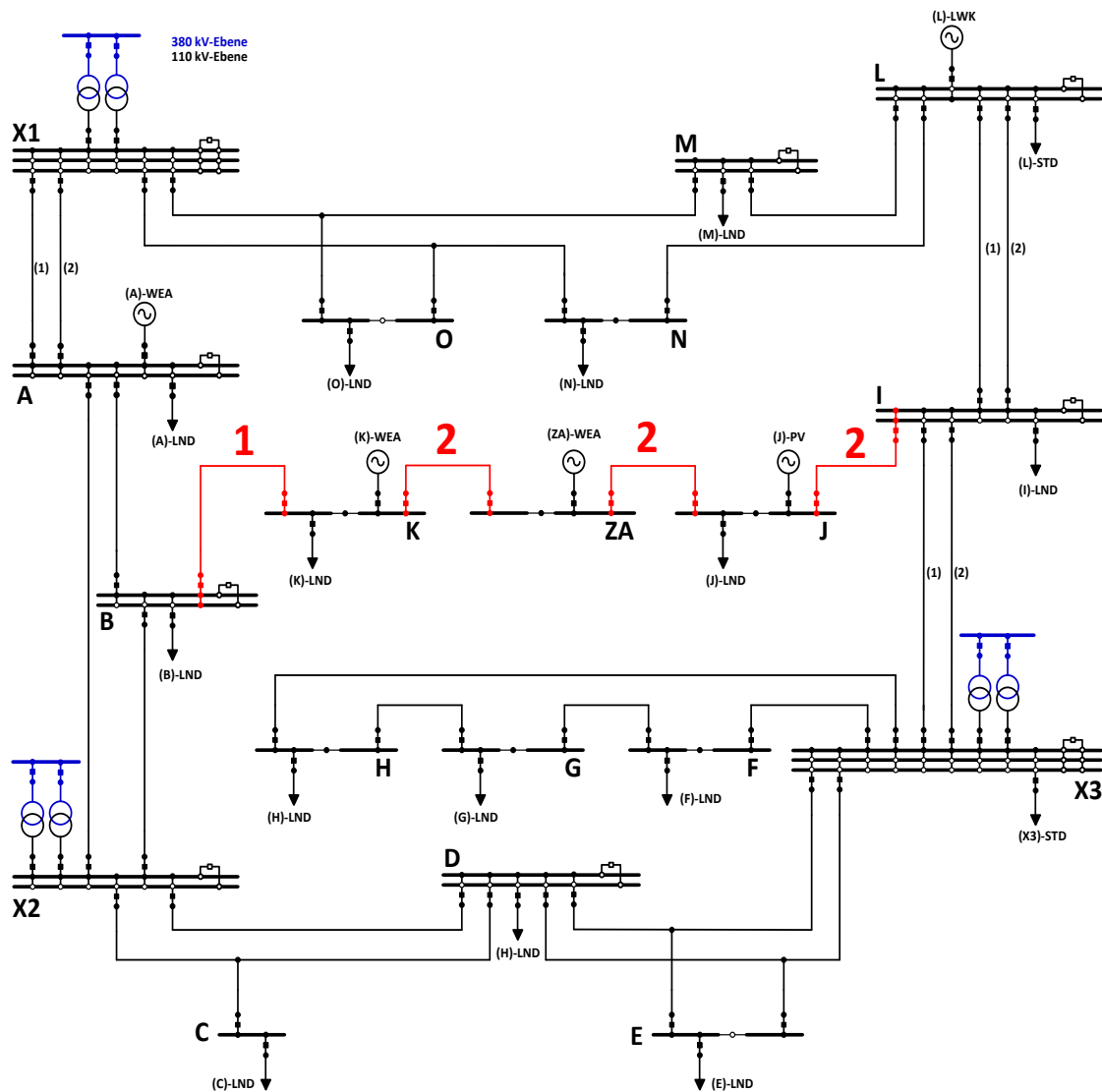


Abb. 4.10: Lokalität der Engpässe für das Modellnetz II im Ausgangszustand

Eine Übersicht über die detektierten Engpässe in der Ausgangstopologie des Netzes gibt Tab. 4.7.

Tab. 4.7: Engpässe bei der Ausgangstopologie in Modellnetz II

Nr.:	Engpassbehaftetes Element	Auslastung in % (n-1)-Fall	Simulierter Einfachausfall
1	LTG-BK	104,3	LTG-IJ
2	LTG-IJ	134,0	LTG-BK
2	LTG-KZA	103,4	LTG-BK
2	LTG-ZAJ	121,7	LTG-BK

Wie die Ergebnisse in Tab. 4.8 zeigen, konnte durch eine Lastfluss- und Schaltzustands-optimierung des Netzes eine nur marginale Verbesserung des Netzzustandes erreicht werden. Die Auslastung der Elemente ist nahezu unverändert und die in der Ausgangstopologie vorhandenen Engpässe haben weiterhin bestand.

Tab. 4.8: Engpässe bei der Zieltopologie in Modellnetz II

Nr.:	Engpassbehaftetes Element	Auslastung in % (n-1)-Fall	Simulierter Einfachausfall
1	LTG-BK	104,2	LTG-IJ
2	LTG-IJ	133,5	LTG-BK
2	LTG-KZA	102,6	LTG-BK
2	LTG-ZAJ	120,8	LTG-BK

In diesem Netz schlägt das Verfahren gleich mehrere topologische Änderungen in der Station I vor. Das Verfahren führt einen Sammelschienenwechsel der Leitungen „LTG-IJ“, „LTG-X3I(1)“ und „LTG-X3I(2)“ von der Sammelschiene 1 nach 2 durch (siehe Abb. 4.11). Diese Maßnahmen der Netzentmaschung führt zu einer Impedanzerhöhung der Einschleifung „B-I“. Die in der Einschleifung eingespeiste Energie ist gezwungen, über die Stromkreise „LTG-X3I(1)-LTGX3I(2)“ zum nächsten HöS-Netzknoten der Station X3 abzufließen, was zu einer marginalen Lastflussreduktion führt.

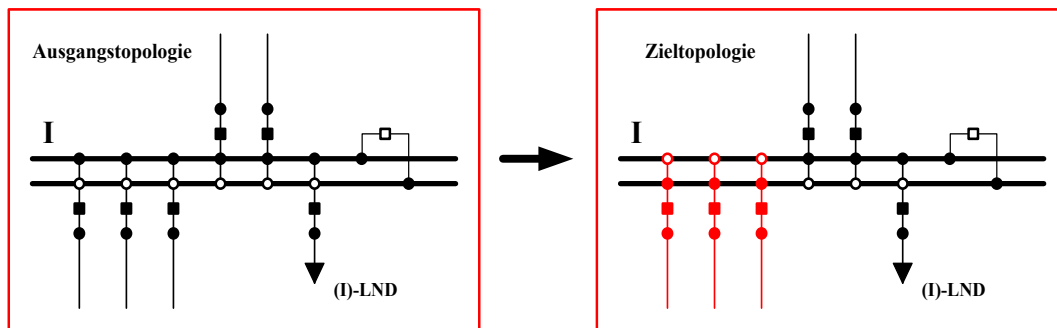


Abb. 4.11: Topologische Maßnahmen in Modellnetz II

Das Einspeisemanagementverfahren ermittelt auf Basis der Sensitivitätsanalyse den Knoten K mit der höchsten Wirksamkeit auf die von einem Engpass betroffenen Netzzweige. Um die Engpässe vollständig zu beseitigen, ist eine Leistungsreduktion am Windpark „(K)-WEA“ in der Höhe von 28,8 MW notwendig.

Fazit

In beiden Fällen hat das Verfahren sicher eine Netztopologie detektiert die, unter Ausschöpfung aller betrieblichen Maßnahmen, die Anzahl der Engpässe reduziert und dadurch eine minimale

Reduktion der Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen erzwingt. Dadurch ist die Funktionalität des vorgeschlagenen Gesamtverfahrens, einschließlich des Verfahrens zur Schaltzustandsoptimierung, im Allgemeinen nachgewiesen. Darüber hinaus wird der Nachweis erbracht, dass der Einsatz des Verfahrens der Spannungs-Blindleistungs-Optimierung mit dem primären Ziel einen verlustminimalen Zustand des Netzes anzustreben, ebenfalls erhebliche Auswirkungen auf strombedingte Engpässe auf der Hochspannungsebene hat. Da diese Anpassungsmaßnahme im Gegensatz zu einer Schaltzustandsänderung eine (quasi)-kontinuierliche Verschiebung der Lastflüsse verursacht und damit ungeprüft durchgeführt werden kann, sollte diese Maßnahmen vorrangig vor topologischen Maßnahmen umgesetzt werden, was auch den vorgeschlagene konzeptionellen Aufbau eines erweiterten Engpassmanagements (EWEM) mit optimalen Topologiemassnahmen stützt.

4.3.3 Einspeisemanagement mit stufenloser Anlagenregelung

Das Ziel der Untersuchungen in diesem Abschnitt ist die Beantwortung der Fragestellung, welches Maximierungspotential sich hinsichtlich der zusätzlich eingespeisten Energie durch die Abkehr vom bisherigen stufenförmigen Regelungskonzept beim Einspeisemanagement regenerativer Erzeugungsanlagen nutzbar machen lässt, wenn zu einer stufenlosen Anlagen- bzw. Parkregelung übergegangen wird.

Um die Frage beantworten können wird ein vollständiger Herbsttag im Umfang von 96 Netznutzungssituationen analysiert. Dieser Tag ist durch eine relativ hohe Einspeisung aller regenerativen Erzeugungsanlagen gekennzeichnet, wodurch sich in vielen Netznutzungssituationen Engpässe ergeben, die durch entsprechende Einspeisemanagementeinsätze seitens der Netzbetriebsführung beseitigt werden müssen. Der Analyse liegen sowohl die Ausgangstopologie als auch die bereits schaltzustandsoptimierte Zieltopologie für das Modellnetz I aus dem Abschnitt 4.3.2 zugrunde. Bei der Simulation der Netznutzungsfälle wird eine lokale Spannungsbetragsregelung an den 380 kV/110 kV- Netzkuppeltransformatoren unterstellt. Auf eine optimale Nachführung der Blindleistungsbereitstellung regenerativer Erzeugungsanlagen oder der Stufensetzung der Transformatoren wird hingegen verzichtet, da nur das Potential einer stufenlosen Anlagenregelung, bei Unterstellung eines rein passiven Netzbetriebs, untersucht werden soll. Mit dieser Vorgehensweise kann die Forschungsfrage hinreichend genau beantwortet werden.

In Tab. 4.9 sind die maximalen und minimalen Wirkleistungswerte für die Erzeuger- bzw. Lastengruppen über alle Netznutzungsfälle des betrachteten Tages gelistet, die aufgrund ihrer räumlichen Nähe zu den engpassbehafteten Betriebsmitteln in der Ausgangs- und Zieltopologie einen wesentlichen Einfluss auf deren Auslastung haben. Während die Einspeisung der Laufwasserkraftwerksgruppe (LWK) an der Station P über den betrachteten Tag nahezu konstant ist, zeigt sich bei den Windparks (WEA) an den Station A, B und Q, sowie dem Photovoltaikpark (PV) an der Station J das stark volatile Verhalten des zugrundeliegenden Primärenergieträgers.

An der Einspeisung des Photovoltaikparks ist deutlich der Tag/Nacht-Zyklus zu erkennen. Am Tag wird eine maximale Wirkleistungsabgabe des Parks von 4,2 MW erreicht, in den Nachtstunden kommt es zu einer Wirkleistungsaufnahme von 0,1 MW, was dem Eigenverbrauch des Parks entspricht.

Tab. 4.9: Maximale und minimale Einspeise- und Entnahmeleistungen über den Herbsttag

	(P) LWK	(A) WEA	(A) LND	(B) WEA	(B) LND	(Q) WEA	(Q) LND	(J) PV	(J) LND	(K) LND
Einspeise- und Entnahmeleistungen in MW										
P_{\max}	54,4	17,5	19,8	104,9	7,7	52,4	19,8	4,2	11,9	4,6
P_{\min}	51,5	3,5	-3,1	21,1	-14,4	10,6	-3,1	-0,1	-1,9	-8,6

Betrachtet man die Lastcharakteristiken der von der Netzgruppe versorgten ländlich geprägten Mittelspannungsnetze (LND), so zeigt sich deutlich, dass die residuale Last sowohl positive als auch negative Werte annimmt. Für die Ausgangstopologie und auch die Zieltopologie wird zunächst für jeden der 96 Netznutzungsfälle eine Netzzustandsbewertungen mit Hilfe der Ausfallsimulationsrechnung durchgeführt, um die Situationen zu bestimmen, bei denen eine Einspeisereduktion erforderlich ist. Die Einspeise- und Lastverhältnisse, die sowohl für die Ausgangs- als auch für die Zieltopologie den kritischsten Netznutzungsfall darstellt, zeigt Tab. 4.10.

Tab. 4.10: Einspeisungen- bzw. Entnahmen im kritischsten Netznutzungsfall (Herbsttag)

	(P) LWK	(A) WEA	(A) LND	(B) WEA	(B) LND	(Q) WEA	(Q) LND	(J) PV	(J) LND	(K) LND
Einspeisungen und Entnahmen a) in [MW]; b) in [%] bezogen auf P_{\max} , P_{\min}										
a)	53,1	14,8	14,8	88,8	-14,4	44,4	14,8	3,5	8,9	-8,6
b)	97,7	84,7	74,9	84,7	100,0	84,7	74,9	83,7	75,1	100,0

Deutlich erkennbar ist, dass zu diesem Zeitpunkt alle betrachteten Anlagen mit mindestens 84% ihrer max. Wirkleistungseinspeisung, die an diesem Herbsttag aufgetreten ist, einspeisen. Bei den Mittelspannungslasten ergibt sich ein differenzierteres Bild. Während die über die Stationen A, J und Q versorgten Lasten eine vergleichsweise hohe positive Residuallast aufweisen, kommt es an den Stationen B und K zur Rückspeisung aus den unterlagerten Netzen. Die bei diesen Einspeise- und Lastverhältnissen auftretenden Netzengpässe in der Ausgangs- und schaltzustandsoptimierten Zieltopologie sind in Tab. 4.11 zusammengefasst.

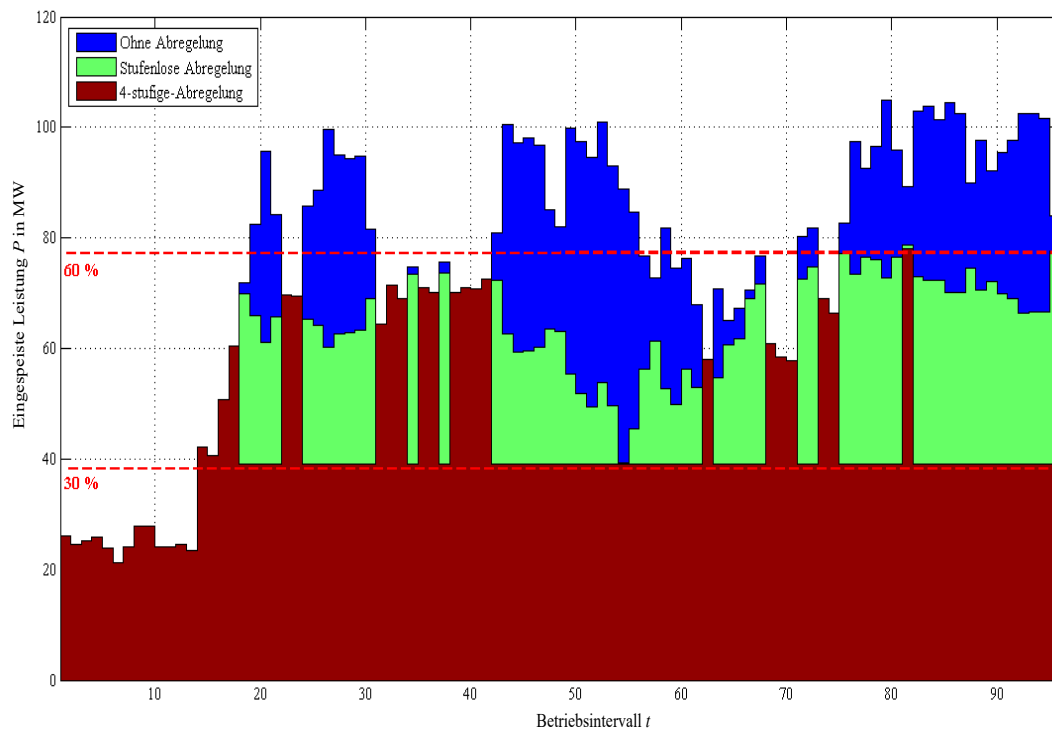
Tab. 4.11: Engpassbehaftete Elemente im kritischsten Netznutzungsfall (Herbsttag)

Netztopologie	Engpassbehaftetes Element	Auslastung [%]	
		(n-0)-Fall	(n-1)-Fall
Ausgangstopologie	LTG-AB	107,4	136,2
Zieltopologie	LTG-AK	-	110,3

In beiden Topologien hat auch hier wiederum der Knoten B basierend auf den Knoten-Zweigsensitivitäten die größtmögliche entlastende Wirkung auf die engpassbehafteten Elemente, weshalb die Einspeisung aus dem Windparkkollektiv „(B)-WEA“ bevorzugt zu reduzieren ist. Abb. 4.12 zeigt die Einspeisung des Windparkkollektivs ohne Abregelung (blau), unter Annahme einer 4-stufigen (rot) bzw. stufenlosen Abregelung (grün) bei einer unveränderten Netztopologie (Ausgangstopologie) und bei der zugrunde gelegten schaltzustandsoptimierten Zieltopologie für den betrachteten Herbsttag.

Zur besseren Orientierung sind die jeweiligen prozentualen Reduktionsstufen, die sich entsprechend der installierten Anlagenleistungen am Netzverknüpfungspunkt ergeben, eingezeichnet. Die Abbildung lässt deutlich erkennen, dass unabhängig von der Netztopologie ein stufenförmiges Regelkonzept in allen Fällen zu einer erheblich größeren Leistungsreduktion in einem engpassbehafteten Zeitintervall führt. Wird keine Schaltzustandsoptimierung des Netzes durchgeführt und die Ausgangstopologie nicht verändert, treten in insgesamt 62 Situationen Stromgrenzwertverletzungen auf der Leitung „LTG-AB“ auf, wobei es sich in 10 Situationen um eine Grenzwertverletzung im Grundfall handelt (vgl. Tab. 4.12). Um alle Engpässe zu beseitigen, ist bei dem in der Betriebspraxis üblicherweise umgesetzten 4-stufigen Regelkonzept eine Energiemenge von 764,3 MWh innerhalb des betrachteten Zeitraums von einem Tag abzuregeln. Würde eine stufenlose Anlagenregelung erfolgen, müsste im selben Zeitraum lediglich eine Energiemenge von 369,0 MWh abgeregelt werden, was einer Reduktion der nicht eingespeisten Energiemenge um ca. 52 % oder einer zusätzlich eingespeisten Energiemenge von 395,3 MWh entspricht. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei der Betrachtung der Zieltopologie. Wie zu erwarten kann durch die Schaltzustandsoptimierung des Netzes neben der Anzahl der engpassbehafteten Netznutzungssituationen auch der Umfang der zu reduzierenden Energiemenge signifikant verringert werden. Zur Beseitigung der 11 verbliebenen Engpässe auf der Leitung „LTG-AK“, die sich auf Stromgrenzwertverletzungen im (n-1)-Fall zurückführen lassen, ist unter Annahme eines 4-stufigen Regelkonzeptes eine Energiemenge von 58,9 MWh abzuregeln. Bei stufenloser Umsetzung lediglich 20,3 MWh, was einer Reduktion der nicht eingespeisten Energiemenge um ca. 65 % entspricht.

a) Ausgangstopologie



b) Zieltopologie

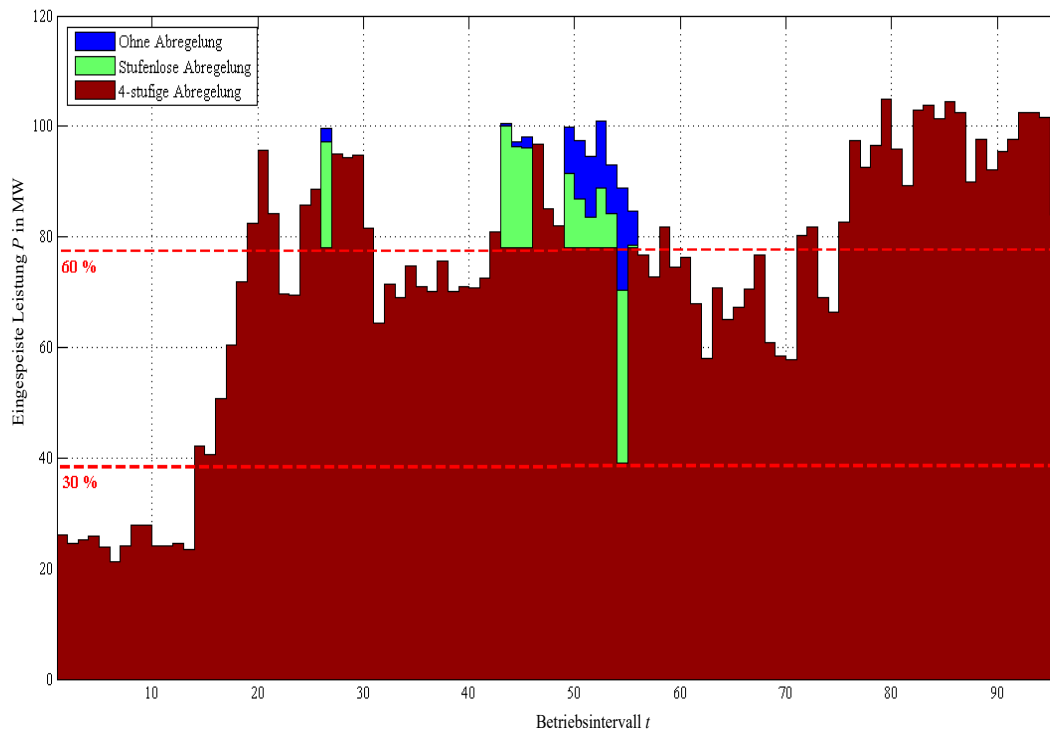


Abb. 4.12: Eingespeiste Leistung bei stufenloser und 4-stufiger Abregelung

Tab. 4.12: 4-Stufiges und stufenloses Anlagenregelungskonzept im Vergleich

Netztopologie	Anzahl engpass- behafteter NNS	Abzuregelnde Energiemenge in MWh		Zusätzlich eingespeiste Ener- giemenge in Relation zum 4- stufigen Regelkonzept in MWh / %
		Regelkonzept		
		4-Stufen	Stufenlos	
Ausgangstopologie	62	764,3	369,0	395,3 / 52
Zieltopologie	11	58,9	20,3	38,6 / 65

Fazit

Die durchgeführten numerischen Fallstudien im Hinblick auf ein Einspeisemanagement mit stufenloser Anlagenregelung von regenerativen Erzeugungsanlagen haben gezeigt, dass die abzuregelnde Energiemenge bei einer stufenlosen Regelung gegenüber einer stufenförmigen Abregelung erheblich reduziert werden kann. Dadurch wird unabhängig von der zugrundeliegenden Netztopologie die größtmögliche Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen gewährleistet. Darüber hinaus kann festgestellt werden, dass durch eine Kombination aus einem schaltzustandsoptimierten Netz und einem Einspeisemanagement mit stufenloser Anlagenregelung der Energieeintrag in das Netz maximiert werden kann. Im Hinblick auf die Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen sollte von den Netzbetreibern grundsätzlich die Umsetzung eines stufenlosen Regelungskonzeptes im Einspeisemanagement gefordert werden.

4.3.4 Engpassmanagement in der mittel- bis langfristigen Betriebsplanung

Die im folgenden Abschnitt durchgeführte Untersuchung dient zur Beantwortung der Forschungsfrage, ob die Definition von Netznormalschaltzuständen in der Betriebsplanung mit den Zielsetzungen einen verlustminimalen Betrieb sowie die maximale Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen zu gewährleisten, für mittel- bis langfristige Zeiträume möglich ist. Die Bewertung der Netztopologien erfolgt durch die in Abschnitt 3.8 definierten Kenngrößen „Verlustenergie“ und „abzuregelnde Energie“. Zur Bestimmung der jeweiligen Energiemengen wird eine Lastflussberechnung über den Zeitraum eines Jahres in viertelstündlicher Auflösung und damit für eine Abfolge von 35040 Netznutzungssituationen durchgeführt. Um den Einfluss unterschiedlicher Netzstrukturen auf die Kenngrößen aufzuzeigen, erfolgt die Untersuchung für die Modellnetze I und II, wobei eine stufenlose Abregelung der Erzeugungsanlagen vorausgesetzt wird. Der Untersuchung liegen jeweils die Ausgangstopologien, sowie die in Abschnitt 4.3.2 schaltzustandsoptimierten Zieltopologien beider Netze zu Grunde. Für diese Topologien wird zunächst für jede NNS des Jahres eine Ausfallsimulationsrechnung ausgeführt und alle engpassbehafteten Situationen identifiziert. Anschließend wird für jede Netznutzungssituation, falls

erforderlich, zunächst die abzuregelnde Energiemenge und (nach erfolgter Leistungsreduktion) die Verlustenergie bestimmt. Die Ergebnisse dieser Jahressimulation für das Modellnetz I und Modellnetz II sind in Tab. 4.13 dargestellt. Zur Steigerung der Übersichtlichkeit erfolgt die Ergebnisdarstellung nach Simulationsclustern, deren Aufteilung sich an den meteorologischen Jahreszeiten Winter, Frühling, Sommer und Herbst orientiert. Es ist ersichtlich, dass in beiden Netzen lediglich Engpässe in den Simulationsclustern Herbst und Winter zu verzeichnen sind, wobei die überwiegende Anzahl der Engpasssituationen und damit der betrieblichen Eingriffe im Winter auftreten. Dieses Ergebnis ist in gewissem Maß charakteristisch für 110-kV-Netzgruppen, die überwiegend windgeprägte Regionen versorgen und selbst über einen hohen Anteil an Windenergieerzeugung verfügen. Bei Netzen, die durch einen hohen photovoltaischen Erzeugeranteil geprägt sind, wird der überwiegende Anteil der engpassbehafteten Netznutzungssituationen in den Sommermonaten auftreten.

Tab. 4.13: Abzuregelnde Energie und Verlustenergie für die Modellnetze I und II nach Jahreszeit

Jahreszeit	Ausgangstopologie			Zieltopologie		
	Anzahl Engpässe	Verlustenergie in MWh	Abzuregelnde Energie in MWh	Anzahl Engpässe	Verlustenergie in MWh	Abzuregelnde Energie in MWh
Modellnetz I						
Winter	360	3998,8	1764,6	65	4582,1	260,4
Frühling	0	3248,4	0	0	3484,6	0
Sommer	0	3283,7	0	0	3583,4	0
Herbst	260	3905,6	1000,3	14	4445,2	26,3
Jahr	620	14436,5	2764,9	79	16095,3	286,7
Modellnetz II						
Winter	136	332,9	238,3	131	3750,2	219,6
Frühling	0	3033,5	0	0	3248,6	0
Sommer	0	2761,2	0	0	2940,7	0
Herbst	26	3125,4	22,6	25	3339,2	20,7
Jahr	162	12245,0	260,9	156	13278,7	240,3

Während bei der Ausgangstopologie im Modellnetz I im Jahr eine Energiemenge von ca. 2,7 GWh abzuregeln ist, muss bei der schaltzustandsoptimierten Zieltopologie im gleichen Zeitraum lediglich eine Energiemenge von ca. 287 MWh abgeregelt werden, was einer Reduktion um ca. 89 % entspricht. Demgegenüber steht die Verlustenergie des Netzes. Bei der Ausgangstopologie tritt eine Jahresverlustenergie von ca. 14,4 GWh auf. In der Zieltopologie hingegen steigt die Verlustenergie um 11 % auf ca. 16 GWh an (vgl. Abb. 4.13).

Im Modellnetz II hingegen ist das Potential zur Maximierung der Einspeisung aus regenerativen Anlagen aufgrund der beschriebenen Lage der Erzeugerstandorte und der vergleichsweise geringen topologischen Freiheitsgrade im Bereich der Einschleifung deutlich geringer. Unter Berücksichtigung der Ausgangstopologie ist eine Energiemenge von ca. 261 MWh innerhalb eines Jahres abzuregeln. Unter Verwendung der Zieltopologie kann hier lediglich eine Reduktion der nicht eingespeisten Energiemenge um ca. 7,9 % erzielt werden. Die Verlustenergie steigt im gleichen Zeitraum um ca. 8,4 % auf ca. 13,2 GWh an (vgl. Abb. 4.14).

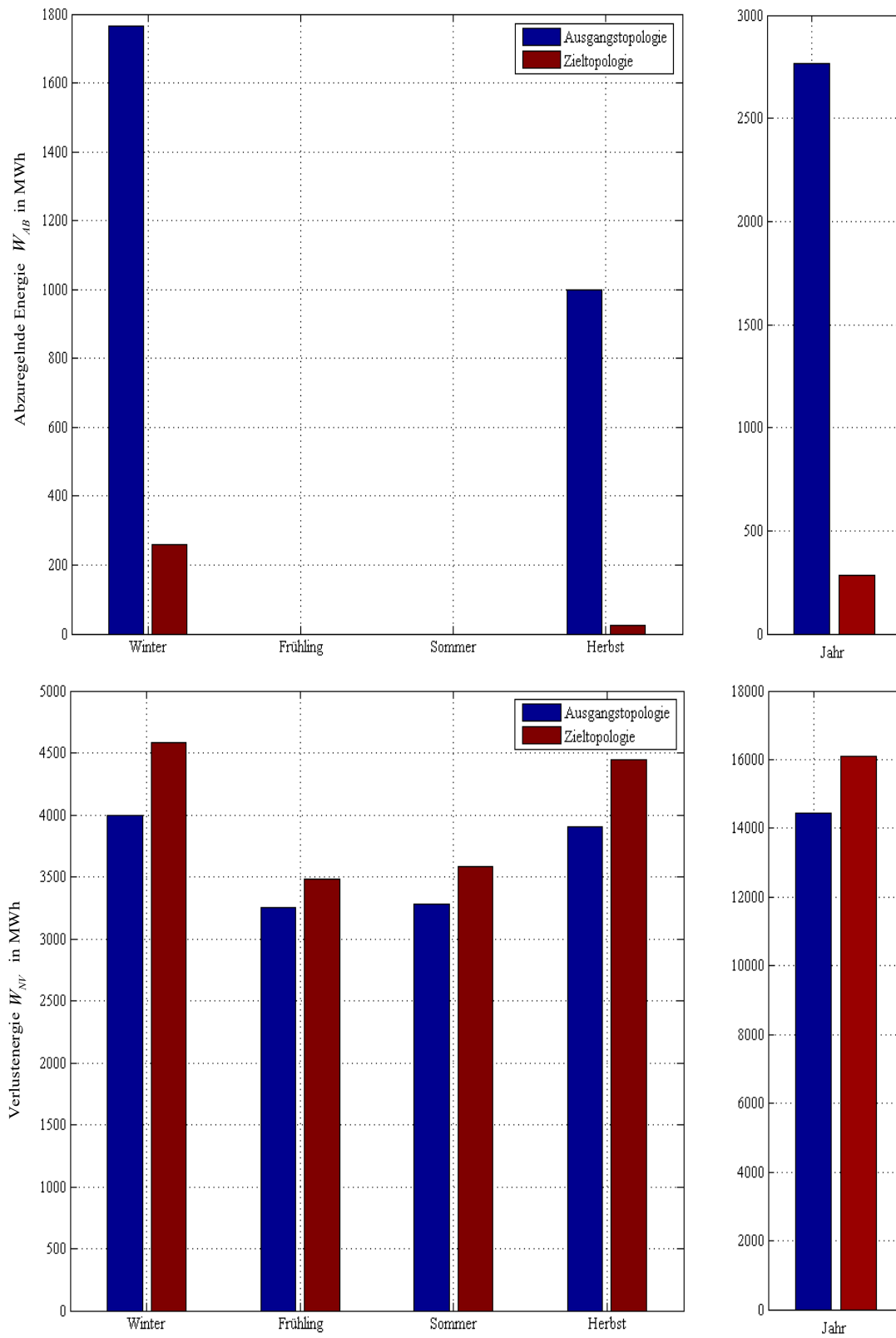


Abb. 4.13: Abzuregelnde Energie und Verlustenergie für das Modellnetz I

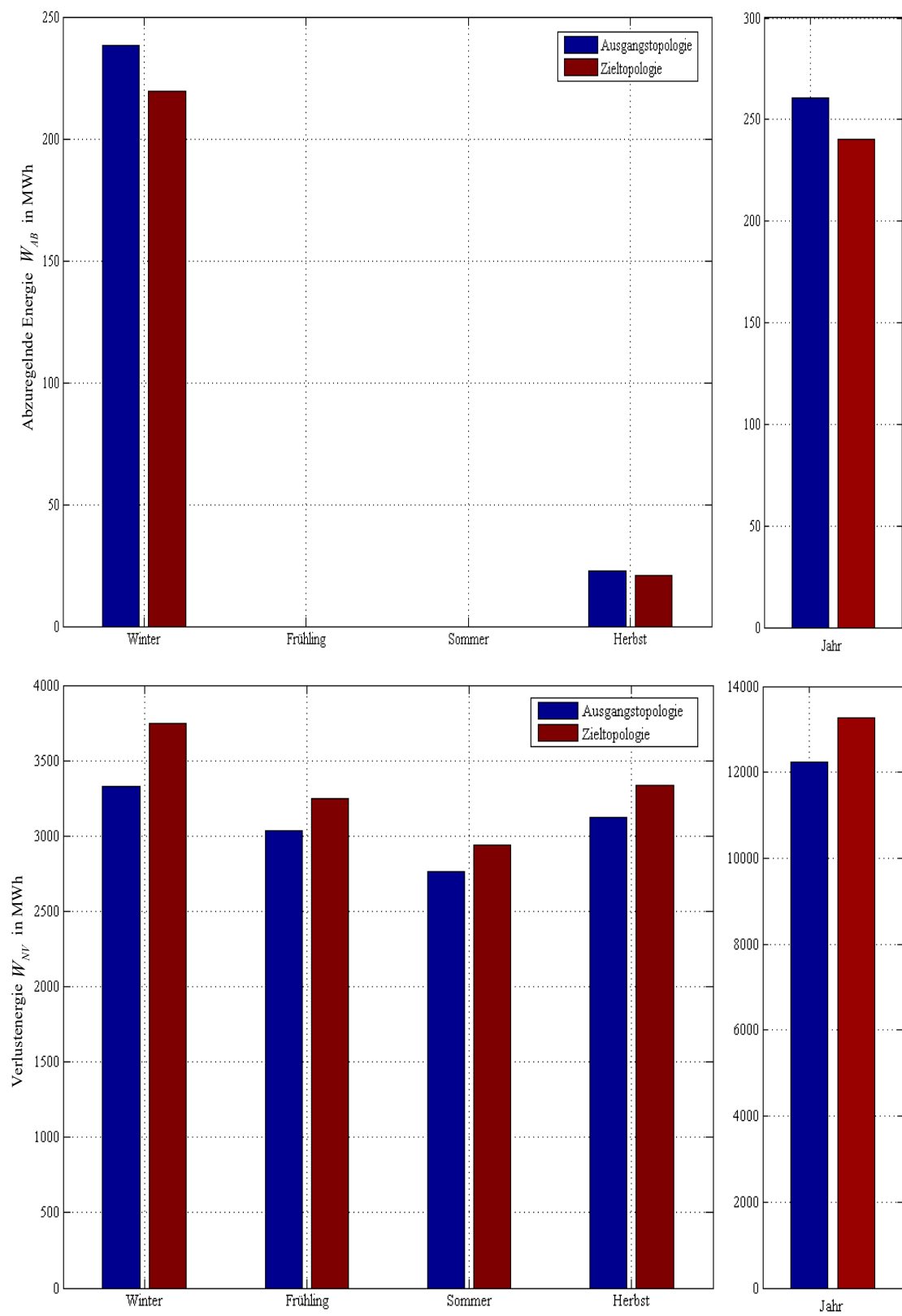


Abb. 4.14: Abzuregelnde Energie und Verlustenergie für das Modellnetz II

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass zwar in beiden Netzen durch eine Schaltzustands-optimierung die Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen gesteigert werden kann, allerdings verursachen die schaltzustandsoptimierten Topologien im Gegensatz zu den stark vermaschten Ausgangstopologien höhere Netzverluste. Vergleicht man in beiden Netzen die Ausgangs- mit der schaltzustandsoptimierten Zieltopologie hinsichtlich des tatsächlich erzielbaren energetischen Gewinns, so ergibt sich lediglich im Netz I ein positiver Beitrag in Höhe von ca. 819 MWh. Im Netz II hingegen tritt kein energetischer Gewinn mehr auf. Die Aufwendungen für die Verlustenergie sind dominierend (siehe Tab. 4.14).

Tab. 4.14: Energetischer Vergleich von Ausgangs- und Zieltopologie für das Modellnetz I und II über das gesamte Jahr

	Modellnetz I		Modellnetz II	
	Verlustenergie in MWh	Abzuregelnde Energie in MWh	Verlustenergie [MWh]	Abzuregelnde Energie [MWh]
Ausgangstopologie	14436,5	2764,9	12245,0	260,9
Zieltopologie	16095,3	286,7	13278,7	240,3
Veränderung gegen- über der Ausgangs- topologie	+ 1658,8	-2478,2	+ 1033,7	-20,6
Tatsächlicher energie- tischer Gewinn	+819,4		-1013,1	

Aus den gemachten Untersuchungen lässt sich schlussfolgern, dass die Definition von mindestens zwei Netznormalschaltzuständen für die beiden, den Fallstudien zugrundeliegenden, Netze möglich ist: Ein Netznormalschaltzustand, der für Zeitpunkte bzw. Zeiträume hoher Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen (Starkwindsituationen) den maximalen Energieeintrag in das Netz sicherstellt und ein Netznormalschaltzustand, der für Zeiträume geringer Einspeisung (Schwachwindsituationen) einen verlustminimalen Netzbetrieb gewährleistet. Im Hinblick auf die dargelegte Netznutzungscharakteristik und in Anlehnung an die eingangs definierten Simulationscluster lässt sich ein Netznormalschaltzustand für die Monate Oktober bis einschließlich März, sowie ein Netznormalschaltzustand für die Monate April bis September ableiten. Die Zieltopologie ist optimal ausgerichtet, um die Einspeisung zu maximieren. Die Ausgangstopologie stellt einen verlustminimalen Betrieb sicher. Zu welchem Zeitpunkt im Netzbetrieb eine Umschaltung auf die jeweils andere Topologie erfolgt, liegt im Ermessen des jeweiligen Netzbetreibers.

Tab 4.15 verdeutlicht den betrieblichen Vorteil, der sich aus der betrieblichen Fahrweise mit den abgeleiteten Netznormalschaltzuständen ergibt.

Tab 4.15: Differenzierte Netznormalschaltzustände für Modellnetz I und II

Jahreszeit	Netznormalschaltzustand	Verlustenergie in MWh	Abz. Energie in MWh	Netznormalschaltzustand	Verlustenergie in MWh	Abz. Energie in MWh
Modellnetz I						
Winter	Zieltopologie	4582,1	260,4	Zieltopologie	4582,1	260,4
Frühling	Ausgangstopologie	3248,4	0	Zieltopologie	3484,6	0
Sommer	Ausgangstopologie	3283,7	0	Zieltopologie	3583,4	0
Herbst	Zieltopologie	4445,2	26,3	Zieltopologie	4445,2	26,3
Jahr		15559,4	286,7		16095,3	286,7
Modellnetz II						
Winter	Zieltopologie	3750,2	219,6	Zieltopologie	3750,2	219,6
Frühling	Ausgangstopologie	3033,5	0	Zieltopologie	3248,6	0
Sommer	Ausgangstopologie	2761,2	0	Zieltopologie	2940,7	0
Herbst	Zieltopologie	3339,2	20,7	Zieltopologie	3339,2	20,7
Jahr		12884,1	240,3		13278,7	240,3

Bei einem ganzjährigen Betrieb des Netzes I unter einem Netznormalschaltzustand, welcher der Zieltopologie zur Maximierung der Einspeisung entspricht, tritt jährlich eine Verlustenergie von ca. 16 GWh auf. Würde eine kombinierte Betriebsweise unter Verwendung beider Schaltzustände erfolgen, lässt sich die Verlustenergie um ca. 3,3 % reduzieren. Ein ähnliches Bild ergibt sich für Modellnetz II. Eine kombinierte Fahrweise des Netzes würde die Verlustenergie um ca. 3,0 % absenken. Die Aufstellung eines geeigneten Schaltzustandsfahrplans sollte im Betriebsplanungsprozess berücksichtigt werden.

Die Definition weiterer Netznormalzustände für weitere Netznutzungssituationen oder kürzere Zeiträume ist prinzipiell immer gegeben, sollte aber unter dem Aspekt „Beschränkung der Schalthäufigkeit“ und „Vorteilhaftigkeit“ stets fallspezifisch evaluiert werden.

Fazit

Im Rahmen der durchgeführten numerischen Fallstudien zur Definition von Netznormalschaltzuständen in der mittel- bis langfristigen Betriebsplanung konnte die Existenz weiterer Netznormalschaltzustände nachgewiesen werden. Das durch eine Schaltzustandsoptimierung mobilisierbare Potential zur Maximierung der Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen wird im Wesentlichen durch die vorhandenen Strukturen des bestehenden Netzes bestimmt. Somit können die im Rahmen dieser Forschungsarbeit modellhaft für lediglich zwei Netze gewonnen Ergebnisse nicht zwangsläufig und uneingeschränkt auf andere Netze übertragen werden. Eine quantitative Bewertung der Energiemenge, die durch eine Schaltzustandsoptimierung des bestehenden Netzes zusätzlich abgeführt und transportiert werden kann, ist stets fallspezifisch vorzunehmen. Darüber hinaus existierende Einflussfaktoren, wie netzspezifische betriebliche Einschränkungen, machen im Einzelfall weitere angepasste Beurteilungen erforderlich.

5 Zusammenfassung und Ausblick

5.1 Zusammenfassung

Die intensive Förderung regenerativer Erzeugungsanlagen hat in den vergangenen Jahren zu einem massiven Zubau dieser Anlagen im Bereich der 110-kV-Verteilnetzebene und der ihr unterlagerten Spannungsebenen geführt. In Zeiten hoher regenerativer Einspeisung kommt es zunehmend zu einer Überschreitung der Transportkapazität in diesen Netzen und zu einer Gefährdung der Netzsicherheit. Als letzte Maßnahme zur Wahrung eines sicheren Netzbetriebs sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen zu reduzieren. Dabei gehen erhebliche Energiemengen ungenutzt verloren.

Die operative Herausforderung besteht darin, den Anteil dieser, von der Abregelung betroffenen Energiemengen im Rahmen des vom Netzbetreiber durchgeführten Einspeisemanagements, zu reduzieren. Durch die Änderungen des Schaltzustandes bestehender Netze besteht unter Umständen die Möglichkeit, deren Transportfähigkeit ohne zusätzliche Investitionen in Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen zu steigern.

Die vorliegende Arbeit widmet sich daher der Fragestellung, welche Energiemenge sich durch eine Schaltzustandsoptimierung eines strukturtypischen 110-kV-Netzes tatsächlich, auch im Hinblick auf eine stufenlose Regelungsmethode regenerativer Erzeugungsanlagen, zusätzlich einspeisen lässt.

Die Bearbeitung dieses Themengebietes erfolgt strukturiert anhand der drei eingangs formulierten Forschungsfragen F1 – F3, die im Folgenden beantwortet werden.

F1 *Welche Energiemenge aus regenerativen Erzeugungsanlagen kann durch eine Schaltzustandsoptimierung eines 110-kV-Verteilnetzes im Vergleich zu einem nicht-optimierten Netz zusätzlich abgeführt werden?*

Die Energiemenge, die durch eine Schaltzustandsoptimierung des Netzes im Vergleich zu einer nicht-optimierten Netztopologie zusätzlich abgeführt werden kann, ist in erheblichem Maß von den Netzstrukturen der betrachteten Netze abhängig. Befindet sich der Netzverknüpfungspunkt der engpassverursachenden Erzeugungseinheit(en) an mehrfach redundant eingebundenen Schwerpunktstationen, so ist das Potential zur Engpassbeseitigung und damit die Energiemenge die zusätzlich eingespeist werden kann, erheblicher größer als bei Erzeugungsanlagen, die über Stich- oder Doppelstichstationen sowie Einschleifungen in das Netz eingebunden sind. In den untersuchten Fallstudien konnte gezeigt werden, dass die abzuregelnde Energiemenge durch eine Schaltzustandsoptimierung unter günstigen strukturellen Bedingungen um 88,9 % gegenüber einer nicht-optimierten Topologie abgesenkt und somit mehr Energie eingespeist werden kann. In einem anderen Fall konnte lediglich eine Reduktion bzw. Steigerung um 7,6 % erzielt werden. Diese Zahlen verdeutlichen die Spannweite möglicher Maximierungspotentiale bzgl. der

Energiemengen, welche durch die Schaltzustandsoptimierung zusätzlich abgeführt werden können. Vergleicht man allerdings den durch eine Schaltzustandsoptimierung erzielbaren energetischen Mehrertrag mit der Entwicklung der Verlustenergie, ergibt sich nur im ersten Fall ein energetischer Gewinn von 30 % im Jahr, d. h. die zusätzlich eingespeiste Energie übersteigt die Aufwendungen für die Verlustenergie des Netzes. Im zweiten Fall kompensiert die gestiegene Verlustenergie die zusätzlich abgeführte Energiemenge aus regenerativen Erzeugungsanlagen vollständig, sodass kein energetischer Gewinn mehr auftritt.

F2 Kann durch ein stufenloses Einspeisemanagement-Regelungsverfahren regenerativer Erzeugungsanlagen die eingespeiste Energiemenge dieser Anlagen maximiert werden?

Im Hinblick auf die Untersuchungsergebnisse zur Bewertung des Einflusses eines stufenlosen Regelungsverfahrens auf die im Rahmen des Einspeisemanagements abzuregelnde Energiemenge kann auch diese Frage positiv beantwortet werden. Unabhängig von der zugrunde gelegten Netztopologie führt eine stufenlose Abregelung stets zu einer maximalen Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen. Gegenüber der in der Betriebspraxis im Allgemeinen umgesetzten 4-stufigen Regelungsmethode konnte bei den betrachteten Netzen der Energieeintrag um bis zu 65% gesteigert werden. Aufgrund des erheblichen Potentials sollte von den Netzbetreibern grundsätzlich eine Umsetzung der stufenlosen Regelungsmethode bzw. der stufenlosen Sollwertvorgabe am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlagen forciert werden. Die in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen eingesetzten bidirektionalen Kommunikationstechnologien auf Basis der Fernwirktechnik besitzen die nötigen Bandbreiten, um dies zu gewährleisten.

F3 Lassen sich für ein 110-kV-Verteilnetz unterschiedliche Netznormalschaltzustände definieren, die einerseits einen verlustminimalen Betrieb und andererseits eine maximale Einspeisung aus erneuerbaren Energien gewährleisten?

Auch diese Frage kann bejaht werden. In den durchgeführten Fallstudien konnte die Existenz von mindestens zwei Netznormalschaltzuständen nachgewiesen werden, die über den betrachteten Zeitraum eines Kalenderjahres eine maximale Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen bei einem weiterhin akzeptablen Verlustenergieniveau gewährleisten. So konnte ein Netznormalschaltzustand, der für Netznutzungssituationen hoher Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen (Starkwindsituationen) den maximalen Energieeintrag in das Netz sicherstellt und ein Netznormalschaltzustand, der für Netznutzungssituationen geringer Einspeisung (Schwachwindsituationen) einen verlustminimalen Netzbetrieb gewährleistet, definiert werden. Die Aufstellung eines geeigneten Schaltzustandsfahrplans sollte im Betriebsplanungsprozess Berücksichtigung finden.

Um diese Fragestellungen beantworten zu können, wurden folgende wissenschaftliche Beiträge erarbeitet und Erkenntnisse gewonnen, die über den bisherigen Stand existierender Forschungsarbeiten hinausgehen:

- Vorschlag einer neuen Modellierungsmethode für Quer- und Vollkupplungen zur Reduktion der Anzahl diskreter Entscheidungsvariablen im Optimierungsprozess. Diese Methode erlaubt die realistische Abbildung aller in der Betriebspraxis umgesetzten Kuppelmöglichkeiten und berücksichtigt implizit alle lokalen Nebenbedingungen hinsichtlich der Verschaltung.
- Modifikation einer bestehenden Modellierungsmethode für Leitungsschaltfelder, so dass bei der Variation des Schaltzustandes eine Vielzahl nicht $(n-1)$ -sichere Netztopologien bereits vor der Optimierung ausgeschlossen werden.
- Entwurf eines Verfahrens zur Schaltzustandsoptimierung auf Basis eines PSO-Algorithmus unter Einbindung der Lastfluss- und Ausfallsimulation. Dieser Algorithmus stellt keine Anforderungen an das Optimierungsproblem, so dass im Rahmen einer sich ständigen verändernden Modellumwelt beliebige partielle Optimierungsziele formuliert werden können.
- Entwurf eines erweiterten Engpassmanagementverfahrens mit optimalen Topologiemassnahmen, unter Einbindung der Verfahren zur Netzsicherheitsrechnung (Lastfluss- sowie Ausfallsimulation), einer Methode zur Spannungs-Blindleistungsoptimierung zur Ermittlung optimaler Blindleistungseinspeisungen und Transformatorstufenstellungen, des vorgestellten Verfahren zur Schaltzustandsoptimierung und eines Einspeisemanagementverfahrens.
- Validierung der Funktionsfähigkeit der entwickelten Verfahren in realitätsnahen Modellnetzen unter Berücksichtigung zeitreihenbasierter Netznutzungssituationen basierend auf realen und damit repräsentativen Erzeugungs- und Lastprofilen, welche sowohl die zeitliche als auch die geografische Abhängigkeit der Einspeisungen und Lasten hinreichend genau berücksichtigen.
- Nachweis der Existenz weiterer Netznormalschaltzustände, welche bei kombinierter Fahrweise des Netzes die Maximierung der Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen einerseits und einen verlustminimalen Betrieb andererseits gewährleistet.

5.2 Ausblick

Die Beiträge dieser Arbeit, insbesondere das vorgestellten Verfahren zur Schaltzustandsoptimierung, stellen eine wertvolle Methode zur Bestimmung optimaler Schaltzustände in allen Bereichen des langfristigen bis hin zum kurzfristigen, operativen Netzbetriebsplanungsprozesses bereit.

Insbesondere der mittel- bis langfristige Betriebsplanungsprozess ist aufgrund des betrachteten Zeithorizonts von einer Vielzahl von Unsicherheiten, vor allem durch die stochastischen Eigenschaften der Netznutzer, geprägt. Um mögliche Zeiträume für optimale Netznormal-schaltzustände exakter definieren und auch deren mögliche dynamische Veränderung aufgrund zukünftiger Einspeise- und Lastsituationen bewerten zu können, ist die Kenntnis der Auftrittswahrscheinlichkeit von Netznutzungssituationen von zentraler Bedeutung. Hier sollte über eine Weiterführung der Arbeit nachgedacht werden. Mögliche Ansätze zur Bestimmung probabilistischer Einspeise- und Lastprofile sind u. a. in [123] und [124] beschrieben.

Ein erhebliches Potential zur Weiterentwicklung bietet das zur Schaltzustandsoptimierung eingesetzte PSO-Verfahren. Hier stellen vor allem eine effektivere Programmierung oder aber die Parallelisierbarkeit der Berechnung weitere Möglichkeiten zur Verbesserung der Rechengeschwindigkeit dar, was für eine praktische Einbindung des erweiterten Engpassmanagementverfahrens in ein bestehendes Netzleitsystem von großer Bedeutung ist.

In der Praxis bedarf der Vorschlag von komplexen Schaltfolgen der Verifikation aller Zwischenschritte hinsichtlich der Realisierbarkeit. Die zur Verifikation notwendigen Zustandsübergangsprüfungen sind mit dem hier eingesetzten populationsbasierten Verfahren nicht möglich, da das dem Algorithmus zu Grunde liegende Suchschema eine Einzelschrittprüfung nicht gestattet. Der hier entwickelte Verfahrensansatz erlaubt aber eine Dimensionsreduktion des Entscheidungsvariablenvektors auf die relevanten Elemente und generiert einen Ergebnisvektor verminderter Dimension, der als Eingangsvektor für ein nachgelagertes Verfahren zur Zustandsübergangsprüfung verwendet werden kann. Hier mögen weiterführende Arbeiten anschließen.

Bisher gehören FACTS-Elemente auf 110-kV-Ebene noch nicht zum Standardportfolio der Netzbetriebsführung, weshalb sie in dieser Arbeit noch nicht als betrieblicher Freiheitsgrad zur Engpassbeseitigung betrachtet werden. Jedoch ist in Betracht der rasanten Entwicklung leistungsflusssteuernder Betriebsmittel und einer stetig flexibler werdenden Netzbetriebsführung die Einbindung dieser Elemente in das vorliegende Verfahren ein nächster logischer Schritt.

Topologieänderungen im 110-kV-Verteilnetz haben ebenfalls Rückwirkungen auf die überlagerte Höchstspannungsebene. So kann es sein, dass durch eine Schaltzustandsoptimierungen zwar die Engpässe auf der Verteilnetzebene beseitigt, dafür aber andere Engpässe in der Übertragungsebene generiert werden, welche die Transportkapazität des Übertragungsnetzes einschränken. Um dies zu verhindern, erscheint es sinnvoll, das vorgestellte Verfahren so zu erweitern, dass es in den vertikalen Netzbetrieb integriert werden kann. Die genaue Koordination zwischen den einzelnen Netzbetriebsführungsinstanzen der Übertragungs- und Verteilnetzebene sind in Folgearbeiten zu erarbeiten und zu evaluieren.

6 Literaturverzeichnis

- [1] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: Erneuerbare Energien Gesetz EEG*, 2014.
- [2] R. Schwerdfeger, *Vertikaler Netzbetrieb – Ein Ansatz zur Koordination von Netzbetriebsinstanzen verschiedener Netzebenen*, Universitätsverlag Ilmenau, Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik, 17, 2017.
- [3] Bundesnetzagentur, *EEG in Zahlen 2015*, [Online verfügbar]
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html.
(abgerufen am 15.05.2017).
- [4] G. Wurstlich, *Rechtsentwicklung des Netzausbaus in Norddeutschland*, Abhandlung, NordÖR 5, S. 201-205, 2008.
- [5] V. Diedrichs, *Bestimmung von Bilanz und Übertragungskapazität regionaler 110-kV-Verteilnetze bei Windenergienutzung*, Electrical Engineering 83, S. 63-74, Springer-Verlag, 2001.
- [6] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz-EnWG)*. EnWG, 2005.
- [7] *Transmission Code 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, 2007.
- [8] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: *Monitoringsbericht 2016*. 30.11.2016, [Online verfügbar],
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringsbericht2016.pdf, (abgerufen am 31.12.2016).
- [9] BMWi -Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie . 2014. [Online verfügbar]
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=3 , (abgerufen am 31.12.2016).
- [10] BWE-Bundesverband WindEnergie e. V., ECOFYS GmbH, *Weiterentwicklung des Einspeisemanagements- Bewertung von Ansätzen*. Studie. 2015. [Online verfügbar],
https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-weiterentwicklung-des-einspeisemanagements/studie_weiterentwicklung_einspeisemanagement.pdf, (abgerufen am 31.12.2016).
- [11] *Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen – Energieleitungsausbaugesetz EnLAG*, Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2009, Teil I, Nr. 55, S. 2870-2876, 2009. [Online verfügbar]
https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl109s2870.pdf%27%5D_1489575644672, (abgerufen am: 31.12.2016).

- [19] Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländlicher Raum, Schleswig Holstein, *Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010-2014*. Faktenpapier. 18.12.2015. [Online verfügbar],
<https://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/landesplanung-schleswig-holstein/einspeisemanagement-faktenpapier18122015.pdf> (abgerufen am 03.02.2017).
- [20] *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen – (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV)*, Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2005, Teil I, Nr. 46, S. 2225-2242, 2005. [Online verfügbar],
https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl105s2225.pdf#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl105s2225.pdf%27%5D_1498843216375, (abgerufen am: 06.05.2017).
- [21] G. Hosemann (Hrsg.), *Elektrische Energietechnik, Band. 3: Netze*, 30. unveränderte Auflage, Springer-Verlag, Berlin [u. a], 2001.
- [22] M. Meuser, *Verbesserte Ausnutzung bestehender Netzstrukturen zur Integration elektrischer Erzeugungsanlagen*. Dissertation, RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 143, Verlag M. Wolff, 2012.
- [23] M. Stötzel, *Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen*, Neue Energie aus Wuppertal – Schriftenreihe des Lehrstuhls für elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal, Band 2, 2013.
- [24] 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, Transnet BW GmbH, *Grundätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes*, April 2015. [Online verfügbar],
[URL:https://www.transnetbw.de/downloads/uebertragungsnetz/netzentwicklung/planung_sgrundsaeetze_2015.pdf](https://www.transnetbw.de/downloads/uebertragungsnetz/netzentwicklung/planung_sgrundsaeetze_2015.pdf) (besucht am 31.01.2017).
- [25] J. F. Eickmann, *Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb*, Dissertation, RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 164, 2015.
- [26] S. Schlegel, *Wahrung der Netzsicherheit durch Nutzung flexibler Lasten am Beispiel des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen*. Universitätsverlag Ilmenau, Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik, 15, 2016.
- [27] D. Rumpel und J. R. Sun, *Netzleittechnik: Informationstechnik für den Betrieb elektrischer Netze*. Springer Verlag Berlin [u. a.], 1989.
- [28] ABB *Schaltanlagenhandbuch.*: Cornelson Verlag, Schwann-Giradet, Düsseldorf, 1996.
- [29] A. Moser, *Langfristig optimale Struktur und Betriebsmittelwahl für 110-kV-Überlandnetze*, Dissertation. Aachen: RWTH Aachen, 1996.
- [30] W. Nick, *Bewertung redundant geplanter Hoch- und Mittelspannungsverteilungsnetze im Hinblick auf Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit*, Dissertation. Aachen: RWTH Aachen, 1993.

- [31] P. Vossiek, *Berücksichtigung von Wiederversorgungsstrategien bei der Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Verteilungsnetze*, Dissertation. RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 48. 1998.
- [32] W. Doemland und K. Götz, *Handbuch Schutztechnik – Grundlagen – Schutzsysteme – Inbetriebsetzung*, VDE-Verlag, 9. Aktualisierte Auflage, 2010.
- [33] R. Eichler, *Rechnergestützte Bestimmung von Schaltmaßnahmen gegen unzulässige Betriebszustände in Hochspannungsnetzen*, Dissertation, RWTH Aachen, 1983.
- [34] M. Doll, *Operatives Netzengpassmanagement für Energieübertragungssysteme*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2002.
- [35] H. Müller, *Korrektives Schalten – Eine Maßnahme zur gezielten Entlastung von Betriebsmitteln in elektrischen Energieversorgungsnetzen*. Dissertation. TH Darmstadt. 1981.
- [36] A. F. Kaptue Kamga, *Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemassnahmen*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2009.
- [37] J. Verboomen, *Optimization of Transmission Systems by use of Phase Shifting Transformers*, Dissertation, TU Delft, 2008. [Online verfügbar], <http://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:c9c72936-380e-4810-ac73-95e684b031db?collection=research> (besucht am 20.01.2017).
- [38] D. Bonmann, J.-F. Ravot und G. Fischer, *Feinstufige Lastflussregelung im Städtetz – Querregeltransformator optimiert Lastfluss*, Bulletin SEV/AES, 15/06. [Online verfügbar], [http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/f4fe01c088995738c12573470030f781/\\$file/0615Bonmann.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/f4fe01c088995738c12573470030f781/$file/0615Bonmann.pdf) (besucht am 20.01.2017).
- [39] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 2., aktualisierte Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2009.
- [40] X.-P. Zhang, C. Rehtanz und B. Pal, *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control. Power Systems*, Springer-Verlag, Berlin [u. a.], 2006.
- [41] VDE (Hrsg.), *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, VDE Verlag, Berlin, 2011.
- [42] BDEW (Hrsg.), *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, VWEW-Energieverlag Frankfurt [u. a.], 2008.
- [43] VDN (Hrsg.), *EEG Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz – Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes*. 2004.

- [44] Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, *Netzsicherheitsmanagement*. 2012. [Online verfügbar], https://www.mitnetz-strom.de/irj/go/km/docs/z_ep_em_unt_documents/em/mitnetzstrom/Dokumente/Infobroschuere_NSM_MITNETZ_STROM.pdf (besucht am 25.01.2017).
- [45] Fraunhofer ISI, Fraunhofer IWES.: *Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien*, Abschlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2015. [Online verfügbar], <http://www.isi.fraunhofer.de/isiwGlobal/wGlobal/scripts/accessDocument.php?wAuthIdHtaccess=800364842&document=/isi-wAssets/docs/e/de/publikationen/Publikationen-MAK/Direktvermarktung-Strom-Abschlussbericht-2015.pdf&display=1&forceDownload=0> (abgerufen am 01.02.2017).
- [46] CONSENTEC GmbH, ECOFYS GmbH., *Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der Systembilanz*, Abschlussbericht, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Bonn, Aachen, Berlin, 2013.
- [47] R. Vykuka and Lucie Noháčová, “Sensitivity Factors for Contingency Analysis, “ in *Proc. 2015 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, pp. 1-4, Kouty nad Desnou, Czech Republic, 2015.
- [48] Ch. Duthaler, G. Anderson, M. Emery and M. Kurzidem, “Analysis of the use of PTDF in the UCTE transmission grid,” In *Proc. of Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Glasgow, Scotland, 2008.
- [49] BDEW, *BDEW-VKU Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern: Kommunikations- und Anwendungs-Leitfaden gem. §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG - 12.10.2012*, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., KVVU Verband kommunaler Unternehmen e.V., Berlin, Oktober 2012.
- [50] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, New York, 1994.
- [51] P. B. Awater, *Quantitative Bewertung der Netzsicherheit in der Planung elektrischer Übertragungsnetze*, Dissertation, RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 163, 2015.
- [52] L. Hofmann und B. R. Oswald, *Gutachten zum Vergleich Erdkabel – Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich*, im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Bundeslandes Brandenburg, Potsdam, Leibniz Universität, Hannover, 2010. [Online verfügbar], http://www.energie.brandenburg.de/media/bb1.a.2865.de/Gutachten_Vergleich_Erdkabel_Freileitung_110kV_Hochspannungsbereich_technische_Aspekte.pdf (besucht am 29.01.2017).
- [53] C. Schneiders, *Visualisierung des Systemzustandes und Situationserfassung in großräumigen elektrischen Übertragungsnetzen*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 1. Auflage, Verlagshaus Mainz GmbH, Aachen, 2014
- [54] DIN EN 50160: 2011-02: *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, Beuth Verlag, 2011.

- [55] C. Maurer, *Integrierte Grundsatz- und Ausbauplanung für Hochspannungsnetze*, Dissertation, RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 101, 2004.
- [56] K. F. Schäfer, *Adaptives Güteindex-Verfahren zur automatischen Erstellung von Ausfalllisten für die Netzsicherheitsanalyse*, Dissertation, Bergische Universität- Gesamthochschule Wuppertal, 1988.
- [57] G. Schneider, *Verfahren zur Bestimmung des optimalen und N-1 sicheren Energieübertragungsnetzes*, Dissertation, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 1988.
- [58] S. Cheng, *Automatische Reduktion der Ausfallkombinationen bei der Zuverlässigkeitsberechnung großer Netze*, Dissertation, RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 108, 2006.
- [59] K. Heuck (Hrsg.), K-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, Vieweg-Teubner, Berlin, 8.überarbeitete und aktualisierte Auflage. 2010.
- [60] V. Crastan und D. Westermann, *Elektrische Energieversorgung 3: Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung- und Führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ*, Springer-Verlag, Heidelberg [u. a.], 3. Auflage, 2012.
- [61] M. Stobrawe, *Minimierung von Verlust- und Blindleistungsbezugskosten der Hoch- und Höchstspannungsnetzbetreiber*, Dissertation, RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 85, Klingenberg-Verlag, Aachen 2002.
- [62] W. Fritz, *Topologieoptimierung zur Verlustreduktion in Hoch- und Höchstspannungsnetzen*, Dissertation RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 46, 1997.
- [63] V. Crastan und D. Westermann, *Elektrische Energieversorgung 2- Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerkstechnik, alternative Stromversorgung, Dynamik, Regelung und Stabilität, Betriebsplanung- und Führung*, Springer-Verlag, Heidelberg [u. a.], 2. bearbeitete Auflage, 2009.
- [64] SIEMENS-Produktkatalog, *Leistungsschalter-Festeinbauanlagen -Typ 8DA und 8DB bis 40,5 kV, gasisoliert. Mittelspannungsanlagen*, Katalog HA 35.11, 2012.
- [65] ABB.: *Live-Tank-Circuit-Breakers – Application Guide*. High-Voltage Products. Department Marketing & Sales, 2013.
- [66] FGH-Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.: *Zustandsmodell für die Instandhaltungsplanung für einen 123-kV-Leistungsschalter*, Technischer Bericht 295, 2011.
- [67] T. Hayder, U. Schärli, K. Feser, W. Rebizant und L. Schiel, *Zustandsbasierte Selbstanpassung der Schutzfunktionen – eine Chance für bessere Empfindlichkeit und Sicherheit bei Differentialschutzeinrichtungen*. VDE-Verlag, Berlin. 2004. [Online verfügbar] http://www.uni-stuttgart.de/ieh/forschung/veroeffentlichungen/2004_vde-berlin_hayder.pdf (besucht am 15.01.2017).

- [68] G. Ziegler, *Digitaler Differentialschutz – Grundlagen und Anwendungen*. Verlag Puplicis Puplishing, Siemens-AG (Hrsg.), Erlangen. 2., überarbeitete und erweiterte Auflage. 2013.
- [69] J. G. Rolim and L. J. B. Machado, "A Study of the Use of Corrective Switching in Transmission Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. (14) No.1, pp. 336-341, 1999.
- [70] K. W. Hedman, S. S. Oren and R. P. O'Neil, "A Review of Transmission Switching and Network Topology Optimization," in *Proc. IEEE PES General Meeting*, Detroit, Juli 2011.
- [71] H. H. Kronig, *Systematisches Verfahren zur Bestimmung von Schaltmaßnahmen im Übertragungsnetz*, Dissertation, ETHZ Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 1985.
- [72] M. F. de Medeiros, *Schnelle Überlastreduktion durch korrekatives Schalten*, Dissertation. TH Darmstadt, 1987.
- [73] T. Werdelmann, *Rechnergestützte Entscheidungshilfen zur Korrektur unzulässiger Betriebszustände in elektrischen Energieübertragungsnetzen*, Dissertation, Universität Paderborn, 1992.
- [74] W. Shao and V. Vittal, "Corrective Switching Algorithm for Relieving Overloads and Voltage Violations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.20, no. 4, Nov. 2005.
- [75] J. N. Wrubel, P. S. Rapcienski and K. L. Lee, "Practical Experience with Corrective Switching Algorithm for Online Applications," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, pp. 415-421, 1996.
- [76] K. W. Hedman, R. P. O'Neil, E. B. Fisher and S. S. Oren, "Optimal Transmission Switching-Sensitivity Analysis and Extensions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.23, no.3, S. 1469-1479, 2008.
- [77] K. W. Hedman, R. P. O'Neil, E. B. Fisher and S. S. Oren, "Optimal Transmission Switching with Contingency Analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.24, no.3, S. 1577-1586, 2009.
- [78] K. W. Hedman, M. C. Ferris, R. P. O'Neil, E. B. Fisher and S. S. Oren, "Co-Optimization of Generation Unit Commitment and Transmission Switching with N-1 reliability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.25, no. 2, May. 2010.
- [79] J. D. Fuller, R. Ramasra and A. Cha, "Fast Heuristics for Transmission-Line Switching," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.27, no.3, S. 1377-1386, 2012.
- [80] A. Khodai and M. Shahidepour, "Transmission Switching in Security-Constrained Unit Commitment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vo. 25, no. 4, Nov. 2010.
- [81] M. Zöllner, *Bewertung und Verbesserung der Netzsicherheit elektrischer Versorgungssysteme mit wissensbasierten Methoden*, Dissertation, Bergische Universität – Gesamthochschule Wuppertal, Verlag Mainz, 1997.

- [82] C. L. Krane, *Strukturbewertung elektrischer Übertragungsnetze*. Dissertation, RWTH Aachen, ABEV – Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 118, Klinkenberg Verlag, 2007.
- [83] J. Katzfey, *Probabilistische Bewertung der Netzbetriebsplanung im liberalisierten Strommarkt*, Dissertation, RWTH Aachen, ABEV-Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 79, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2002.
- [84] R. Bacher, *Minimierung von Verlusten in Energieübertragungsnetzen durch Schaltmaßnahmen*, Dissertation, ETHZ – Eidgenössische Technische Hochschule Zürich. 1986.
- [85] M. Khanabadi and H. Ghasemi, “Transmission Congestion Management through Optimal Transmission Switching,” in *Proc. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, Detroit (Michigan), 2011.
- [86] W. Jun and Kwok W. Cheung, “Incorporating Optimal Transmission Switching in Day-Ahead Unit Commitment and Scheduling”, in *Proc. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, Denver (Colorado), 2015.
- [87] T. Van Acker, D. Van Hertem, D. Bekaert, K. Karoui and C. Merckx, “Implementation of Bus Bar Switching and Short Circuit Constraints in Optimal Power Flow,” in *Proc. 2015 IEEE Power Tech Conference*, Eindhoven, Netherlands, pp. 1-6, 2015.
- [88] F. Capitanescu, L. F. Ochoa, H. Margossian and N. D. Hatziargyriou, “Assesing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 1, 2015.
- [89] P. Henneaux and D. S. Kirschen, “Probabilistic Security Analysis of Optimal Transmission Switching,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 508-517, January 2016.
- [90] G. Granelli, M. Montagna, F. Zanellini, P. Buseti, R. Vailati and M. Innorta, *Optimal network reconfiguration for congestion management by deterministic and genetic algorithms*, Elsevier - Electric Power Systems Research, vol. 76, S. 549-556, 2006.
- [91] A. Orths, *Multikriterielle, optimale Planung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Energiemarkt unter Verwendung von spieltheoretischen Verfahren*. Dissertation, Otto-von-Guericke-Universität, Magdeburg, 2003.
- [92] W. Domschke und A. Drexl, *Einführung in Operations Research*, Springer-Verlag, Berlin, 2005.
- [93] H. Benker, *Mathematische Optimierung mit Computeralgebrasystemen: Einführung für Ingenieure, Naturwissenschaftler und Wirtschaftswissenschaftler*, 1. Auflage, Springer-Verlag Berlin [u.a], 2003.
- [94] K. Neumann, M. Morlock, *Operations Research*. 1. Auflage, Carl-Hanser-Verlag München [u.a], 1993.
- [95] W. Zimmermann, *Operations Research – Quantitative Methoden zur Entscheidungsvorbereitung*, 7 verb. und erg. Auflage, Oldenbourg-Verlag, München [u.a], 1995.

- [96] X.-S. Yang, *Engineering Optimization – An Introduction with Metaheuristic Applications*. A John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey. 2010.
- [97] G. C. Onwubolu and B. V. Babu, *New Optimization Techniques in Engineering*. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg/New York. 2004.
- [98] G. Talbi, *Metaheuristics – From Design to Implementation*, John Wiley & Sons Inc., Hoboken, New Jersey, 2009.
- [99] M. Gendreau and J.-Y. Potvin, *Handbook of Metaheuristics*. International Series in Operations Research & Management Science, Springer-Verlag, New York, Second Edition. 2010.
- [100] V. Nissen, *Einführung in die Evolutionären Algorithmen: Optimierung nach der Vorbild der Evolution*, 1. Auflage. Vieweg-Verlag, Braunschweig. 1997.
- [101] K. Weicker, *Evolutionären Algorithmen*. B.G. Teubner Verlag / GMV Fachverlage. Wiesbaden. 2007.
- [102] T. Weise, *Global Optimization Algorithms – Theory and Application*. 2009. [Online verfügbar] <http://www.it-weise.de/projects/book.pdf> (aktualisiert am 31.12.2016).
- [103] B. Yang, Y. Chen and Z. Zhao, “Survey on Applications of Particle Swarm Optimization in Electric Power Systems,” in *Proc. 2007 IEEE International Conference on Control and Automation*, S. 481-486, 2007.
- [104] FGH e. V., *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien - Abschlussbericht*, Aachen, Jan. 2012.
- [105] J. Kennedy und R. C. Eberhardt, “Particle swarm optimization” In *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks*, Vol. 4, S. 1942–1948, 1995.
- [106] K. Bhung, A. D. George and R. T. Haftka, *Parallel asynchronous particle swarm optimization*, Int J Numer Methods Eng., 2006 July 23; 67(4): 578–595.
- [107] G. Howe, *Wirk- und Blindleistungsoptimierung in elektrischen Energieübertragungssystemen*. Dissertation, TU Dortmund, 1980.
- [108] J. Kennedy and R. C. Eberhardt, “A discrete binary version of the particle swarm algorithm,” in *Proc. IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, 1997.
- [109] S. Kitayama and Y. Keiichiro, *A method for mixed-integer programming problems by particle swarm optimization*. Electrical Engineering in Japan, Vol. 157, No. 2, 2006. Translated from Denki Gakkai Ronbunshi, Vol. 125-C, No. 5, pp. 813–820, 2005.
- [110] M. A. Khanesar, M. Teshnehlab and M. A. Shoorehdeli, “A Novel Binary Particle Swarm Optimization,” in *Proceedings of the 15th Mediterranean Conference on Control & Automation*, Athens-Greece, 2007.
- [111] M. Clerc, *Particle Swarm Optimization*. ISTE Ltd, London, 2006.

- [112] R. Poli, J. Kennedy and T. Blackwell, *Particle Swarm Optimization – An Overview*. Swarm Intell 2007 (1), S. 33-57.
- [113] X. Hu, Y. Shi, R. C. Eberhardt, “Recent Advances in Particle Swarm,” in *Proceedings of the 2004 congress on evolutionary computation*. Portland OR.: 90-97.
- [114] F. M. Tuaimah and M. F. Meteb, *A Particle Swarm Optimization based Optimal Power Flow Problem for Iraqi Extra High Voltage Grid*, International Journal of Computer Applications, Vol. 59, No. 8, 2012.
- [115] J. G. Vlachogiannis and Y. L. Kwang, “A Comparative Study on Particle Swarm Optimization for Optimal steady-State Performance of Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 4, pp. 1718-1728. 2006.
- [116] M. Pant, R. Thangaraj and A. Abraham, *Particle Swarm Optimization: Performance Tuning and Empirical Analysis*. In Abraham A, Hassanien A-E, Siarry P, Engelbrecht A (Hrsg.): *Foundation of Computational Intelligence, Volume 3 – Global Optimization*, Springer-Verlag, S. 101-128, 2009.
- [117] J. Scheel, R. Dib, D. Westermann and F. Wirtz, “Maximization of the feed-in of renewable energy into high-voltage grids by optimal switching,” in *Proc. 2015 IEEE Eindhoven, PowerTech*, pp. 1–5. 2015.
- [118] Y. Shi and R. C. Eberhardt: *Parameter selection in particle swarm optimization*. In: Porto V.W., Saravanan N., Waagen D., Eiben A.E. (eds) *Evolutionary Programming VII*. EP 1998. Lecture Notes in Computer Science, vol 1447. Springer, Berlin, Heidelberg. Pp. 591-600.
- [119] R. C. Eberhardt and Y. Shi, “Particle Swarm Optimization – developments, applications and resources,” In *Proceedings of the IEEE 2001 Congress on Evolutionary Computation*, S. 81–86, 2001.
- [120] M. Clerc and J. Kennedy, “The particle swarm – explosion, stability and convergence in a multidimensional complex space,” *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, pp. 58–73, 2002.
- [121] I.C. Trelea, *The particle swarm optimization algorithm: convergence analysis and parameter selection*. Information Processing Letters, Vol.85, Issue 6, pp. 317-325, 2003.
- [122] C. Zimmer, *Berücksichtigung des Internationalen Stromhandels bei der Betriebsplanung europäischer Übertragungsnetzbetreiber*, ABEV Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 73, 1. Auflage, Klingenberg Verlag, 2000.
- [123] B. R. Hühnerbein, *Probabilistische Leistungsflussberechnung als Methode zur Bewertung der Einflüsse stochastischer Erzeuger und Verbraucher auf die Netzbelastung*, Shaker Verlag, Aachen, 2011
- [124] J. Schwippe, *Das Potential der probabilistischen Lastflussrechnung in der Planung elektrischer Netze*. Reihe ie3 – Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, Band 16, 1. Auflage, Sierke-Verlag, Göttingen, 2015.

- [125] V, Quaschnig, *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*, VDI Fortschrittbericht, Reihe 6, Nr. 437, VDI-Verlag, 2000.
- [126] M. Kaltschmitt, W. Streicher, A. Wiese (Hrsg.), *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, 4. Aktualisierte, korrigierte und ergänzte Auflage, Springer-Verlag, Berlin [u. a.], 2006.
- [127] M. Tigges, *Modellbasierte Analyse zur Verbesserung der Energiebereitstellung zukünftiger Offshore-Windparks mittels Biogastechnologie*. Dissertation, Universität Paderborn, 2010.
- [128] M, Meuser, *Verbesserte Ausnutzung bestehender Netzstrukturen zur Integration elektrischer Erzeugungsanlagen*. Dissertation, RWTH Aachen, ABEV Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 143, Verlag M. Wolff, 2012.

A. Anhang

A.1 Modellnetze

Die in dieser Arbeit zur Modellierung der 110-kV-Netze verwendeten Leitungstypen sind in Tab. A.1 dargestellt.

Tab. A.1: Verwendete Leitungstypen zur Modellierung von 110-kV-Verteilnetzen

	RI' in Ω/km	XI' in Ω/km	CI' in $\mu\text{F}/\text{km}$	I_r in A
NORMTYP AS240	0,130	0,40	0,0091	645
NORMTYP AS265	0,110	0,39	0,024	680
NORMTYP AS185	0,157	0,396	0,005	535
NORMTYP 150	0,190	0,40	0,009	410

An den Kuppelstellen zum Höchstspannungsnetz, in den Stationen X1, X2 und X3 wird in allen Modellnetzen der folgender Transformatortyp verwendet (siehe Tab. A.2).

Tab. A.2: Verwendete Transformatortypen zur Modellierung von 110-kV-Verteilnetzen

	U_{r1} in kV	U_{r2} in kV	S_r in MVA	u_{kr} in %	P_{kr} in kW	P_{leer} in kW
NORMTYP 300	400	120	300	20	900	150

Die exakten Zweigparameter sowie die zugehörigen Stromkreislängen für die Modellnetze I und II finden sich in der Tab. A.3 bzw. Tab. A.4.

Tab. A.3: Zweigparameter für das Modellnetz I

Zweigbezeichner	Länge in km	Standort					
		Anfang	Ende	I_r in A	$R1$ in Ω	$X1$ in Ω	$C1$ in μF
LTG-AB	4	A	B	535	0,628	1,584	0,02
LTG-AP	20	A	P	535	3,14	7,92	0,1
LTG-BK	15	B	K	535	2,355	5,94	0,075
LTG-BQ	10	B	Q	535	1,57	3,96	0,05
LTG-CY1	3	C	Y1	535	0,471	1,188	0,015
LTG-DY1	8	D	Y1	645	1,04	3,2	0,0728
LTG-DY2	5	D	Y2	645	0,65	2	0,0455
LTG-DY3	5	D	Y3	645	0,65	2	0,0455
LTG-EY2	3	E	Y2	535	0,471	1,188	0,015
LTG-EY3	3	E	Y3	535	0,471	1,188	0,015
LTG-X3F	10	F	X3	535	1,57	3,96	0,05
LTG-FG	5	G	F	535	0,785	1,98	0,025
LTG-GH	5	H	G	535	0,785	1,98	0,025
LTG-X3H	20	H	X3	535	3,14	7,92	0,1
LTG-X3I(1)	20	I	X3	680	2,2	7,8	0,48
LTG-X3I(2)	20	I	X3	680	2,2	7,8	0,48
LTG-LI(1)	15	I	L	680	1,65	5,85	0,36
LTG-LI(2)	15	I	L	680	1,65	5,85	0,36
LTG-IJ	20	J	I	535	3,14	7,92	0,1
LTG-AK	20	K	A	535	3,14	7,92	0,1
LTG-JK	18	K	J	535	2,826	7,128	0,09
LTG-LN	15	L	N	645	1,95	6	0,1365
LTG-LM	10	M	L	645	1,3	4	0,091
LTG-NY4	5	N	Y4	645	0,65	2	0,0455
LTG-BP	15	P	B	645	1,95	6	0,1365
LTG-KQ	10	Q	K	535	1,57	3,96	0,05
LTG-X1A(1)	10	X1	A	680	1,1	3,9	0,24
LTG-X1A(2)	10	X1	A	680	1,1	3,9	0,24
LTG-X1Y5	5	X1	Y5	645	0,65	2	0,0455
LTG-X2D	20	X2	D	645	2,6	8	0,182
LTG-X2Y1	12	X2	Y1	645	1,56	4,8	0,1092
LTG-X3Y2	15	X3	Y2	645	1,95	6	0,1365
LTG-X3Y3	15	Y3	X3	645	1,95	6	0,1365
LTG-X1Y4	5	Y4	X1	645	0,65	2	0,0455
LTG-OY4	3	Y4	O	645	0,39	1,2	0,0273
LTG-MY5	10	Y5	M	645	1,3	4	0,091
LTG-OY5	3	Y5	O	645	0,39	1,2	0,0273

Tab. A.4: Zweigparameter für das Modellnetz II

Zweigbezeichner	Länge in km	Standort					
		Anfang	Ende	I_r in A	$R1$ in Ω	$X1$ in Ω	$C1$ in μF
LTG-AB	12	A	B	680	1,32	4,68	0,288
LTG-X2A	30	A	X2	680	3,3	11,7	0,72
LTG-X2B	18	B	X2	680	1,98	7,02	0,432
LTG-BK	5	B	K	535	0,785	1,98	0,025
LTG-CY1	3	C	Y1	535	0,471	1,188	0,015
LTG-DY1	8	D	Y1	645	1,04	3,2	0,0728
LTG-DY2	5	D	Y2	645	0,65	2	0,0455
LTG-DY3	5	D	Y3	645	0,65	2	0,0455
LTG-EY2	3	E	Y2	535	0,471	1,188	0,015
LTG-EY3	3	E	Y3	535	0,471	1,188	0,015
LTG-X3F	10	F	X3	645	1,3	4	0,091
LTG-FG	5	G	F	645	0,65	2	0,0455
LTG-GH	5	H	G	645	0,65	2	0,0455
LTG-X3H	20	H	X3	645	2,6	8	0,182
LTG-X3I(1)	20	I	X3	680	2,2	7,8	0,48
LTG-X3I(2)	20	I	X3	680	2,2	7,8	0,48
LTG-LI(1)	15	I	L	680	1,65	5,85	0,36
LTG-LI(2)	15	I	L	680	1,65	5,85	0,36
LTG-IJ	5	J	I	410	0,95	2	0,045
LTG-KZA	5	K	ZA	410	0,95	2	0,045
LTG-LN	15	L	N	645	1,95	6	0,1365
LTG-LM	10	M	L	645	1,3	4	0,091
LTG-NY4	5	N	Y4	645	0,65	2	0,0455
LTG-X1A(1)	10	X1	A	680	1,1	3,9	0,24
LTG-X1A(2)	10	X1	A	680	1,1	3,9	0,24
LTG-X1Y5	5	X1	Y5	645	0,65	2	0,0455
LTG-X2D	20	X2	D	645	2,6	8	0,182
LTG-X2Y1	12	X2	Y1	645	1,56	4,8	0,1092
LTG-X3Y2	15	X3	Y2	645	1,95	6	0,1365
LTG-X3Y3	15	Y3	X3	645	1,95	6	0,1365
LTG-X1Y4	5	Y4	X1	645	0,65	2	0,0455
LTG-OY4	3	Y4	O	535	0,471	1,188	0,015
LTG-MY5	10	Y5	M	645	1,3	4	0,091
LTG-OY5	3	Y5	O	535	0,471	1,188	0,015
LTG-ZAJ	8	ZA	J	410	1,52	3,2	0,072

A.2 Netznutzungssituationen

Die Netznutzungssituationen, welche den Untersuchungen im Abschnitt 4.3.2 zugrunde liegen sind hier tabellarisch aufgeführt.

Tab. A.5: Netznutzungssituation eines Wintertages für Modellnetz I

Standort (Kno- ten)	Bezeichner	Typ	Ausgangstopologie		Zieltopologie	
			P in MW	Q_{ind} in MVar	P in MW	Q_{ind} in MVar
A	(A)-LND	Last	15,2	-1,5	15,2	-1,5
A	(A)-WEA	Einspeisung	-7,6	0	-7,6	-3,0
B	(B)-LND	Last	-9,8	-1,4	-9,8	-1,4
B	(B)-WEA	Einspeisung	-90,0	0	-89,0	3,0
C	(C)-WEA	Einspeisung	-19,1	0	-19,1	0
D	(D)-LND	Last	18,2	-1,8	18,2	-1,8
E	(E)-LND	Last	12,1	-1,2	12,1	-1,2
F	(F)-LND	Last	5,9	-0,9	5,9	-0,9
G	(G)-LND	Last	9,1	-0,9	9,1	-0,9
H	(H)-LND	Last	7,8	-1,1	7,8	-1,1
I	(I)-LND	Last	11,7	-1,7	11,7	-1,7
J	(J)-LND	Last	1,2	-0,9	1,2	-0,9
J	(J)-PVA	Einspeisung	0,06	0	0,06	0
K	(K)-LND	Last	1,2	-0,9	1,2	-0,9
L	(L)-SDT	Last	32,2	1,4	32,2	1,4
L	(L)-LWK	Einspeisung	-20,8	0	-20,8	0
M	(M)-LND	Last	18,2	-1,8	18,2	-1,8
N	(N)-LND	Last	12,1	-1,2	12,1	-1,2
O	(O)-LND	Last	9,1	-0,9	9,1	-0,9
P	(P)-LWK	Einspeisung	-48,6	0	-48,6	0
Q	(Q)-LND	Last	12,0	0,6	12,0	0,6
Q	(Q)-WEA	Einspeisung	-56,7	0	-56,7	0
X3	(X3)-SDT	Last	20,5	-1,4	20,5	-1,4
Netzkuppeltransformatoren						
			Stufenstellung			
X1	-	Trafo	4		-2	
X2	-	Trafo	3		-2	
X3	-	Trafo	3		-2	

Tab. A.6: Netznutzungssituation eines Wintertages für Modellnetz II

Standort (Knoten)	Bezeichner	Typ	Ausgangstopologie		Zieltopologie	
			P in MW	Q_{ind} in MVar	P in MW	Q_{ind} in MVar
A	(A)-LND	Last	8.1	-3.38	8.1	-3.38
A	(A)-WEA	Einspeisung	-17.7	0	-17.7	0
B	(B)-LND	Last	1.96	-3.36	1.96	-3.36
C	(C)-LND	Last	4.86	-2.03	4.86	-2.03
D	(D)-LND	Last	9.72	-4.06	9.72	-4.06
E	(E)-LND	Last	6.48	-2.71	6.48	-2.71
F	(F)-LND	Last	1.17	-2.01	1.17	-2.01
G	(G)-LND	Last	4.86	-2.03	4.86	-2.03
H	(H)-LND	Last	1.57	-2.96	1.57	-2.96
I	(I)-LND	Last	2.35	-4.04	2.35	-4.04
J	(J)-LND	Last	-9.75	-1.08	-9.75	-1.08
J	(J)-PVA	Einspeisung	0.07	0	0.07	0
K	(K)-LND	Last	-9.75	-2.03	-9.75	-2.03
K	(K)-WEA	Einspeisung	-73.78	0	-45.0	0
L	(L)-SDT	Last	13.58	-1.14	13.58	-1.14
L	(L)-LWK	Einspeisung	-10.04	0	-10.04	0
M	(M)-LND	Last	9.72	-4.06	9.72	-4.06
N	(N)-LND	Last	6.48	-2.71	6.48	-2.71
O	(O)-LND	Last	4.86	-2.03	4.86	-2.03
X3	(X3)-SDT	Last	11.86	-3.24	11.86	-3.24
ZA	(ZA)-WEA	Einspeisung	-14.76	0	-14.76	0

B. Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current
ACOPF	Alternating Current Optimal Power Flow
AFS	Ausfallsimulation
ALM	Auslastungsmonitoring
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
DACF	Day Ahead Congestion Forecast
D2CF	Two Day Ahead Congestion Forecast
DC	Direct Current
DCOPF	Direct Current Optimal Power Flow
DENA	Deutsche Energie-Agentur
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EWEM	Erweitertes Engpassmanagement
FACTS	Flexible AC Transmission System
FLM	Freileitungsmonitoring
FWT	Fernwirktechnik
GSF	Generation Shift Factor
HEO	Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktion
HöS, EHV	Höchstspannung
HS, HV	Hochspannung
HTLS	Hochtemperaturleiterseil
IDCF	Intra-Day Congestion Forecast
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung -Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie
LFS	Lastflussimulation
LND	Land (Mittelspannungslast)
LWK	Laufwasserkraftwerk

MS, MV	Mittelspannung
NNS	Netznutzungssituation
NOVA	NetzOptimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NS	Niederspannung
NSR	Netzsicherheitsrechnung
PSO	Partikel-Schwarm-Optimierung
PST	Phasenschiebertransformator
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
PVA	Photovoltaikanlage
RGU	Renewable Generation Unit
SBO	Spannungs-Blindleistungs-Optimierung
SE	State Estimation
SDT	Stadt (Mittelspannungslast)
SZO	Schaltzustandsoptimierung
sgn	Signums-Funktion
StromNEV	StromNetzEntgeltVerordnung - Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik Informationstechnik e. V.
VDN	Verband der Netzbetreiber
VNB, DSO	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

C. Formelverzeichnis

Anmerkungen

Aufgrund des Umfangs der Variablenbelegung in dieser Arbeit wird zur Verbesserung der Übersichtlichkeit und eindeutigen Zuordnung das Formelverzeichnis in einen allgemeinen Teil und einen Teil Optimierungsalgorithmus untergliedert. Im Verzeichnis Optimierungsalgorithmus sind lediglich die Variablen und Vektoren gelistet, die in Abschnitt 3.7 zur Beschreibung des PSO-Algorithmus definiert wurden. Im allgemeinen Formelverzeichnis hingegen sind alle übrigen aufgeführt.

Allgemeines Formelverzeichnis

Lateinischen Formelzeichen

a	Umsetzungsaufwand einer topologischen Maßnahmen
b	Bewertungsfunktion einer topologischen Maßnahme
f	Zielfunktion, Bewertungsfunktion für die Restriktionen
\mathbf{g}	Vektor der Gleichheitsnebenbedingungen
\mathbf{h}	Vektor der Ungleichheitsnebenbedingungen
I	Strombetrag
I_A	Ausschaltwechselstrom
I_k''	Anfangskurzschlusswechselstrom
m	Maßnahme
n	Exponent
N	Anzahl (Allgemein)
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
r	Stufenstellung
t	Topologievariable
U	Spannungsbetrag
W	Energie(menge) / Arbeit
w	Gewichtungsfaktor (Allgemein)
\mathbf{x}	Vektor der Entscheidungsvariablen
\mathbf{y}	Vektor der Zustandsvariablen

Griechische Formelzeichen

μ Abklingfaktor

Laufindizes

b Sammelschienenkupplung (Allgemein)

c Kompensationselement

e Erzeugungsanlage

i Laufindex (Allgemein)

j Leitung

k Knoten

l Last

m Schaltfeld

s Leistungsschalter

t Transformator

v Ausfallvariante

z Zweig

Tiefgestellte Indizes

A Standort A (Schaltanlage)

AB Abgeregelt

AFR Ausfallrestriktion

AWR Abwurfrestriktion

B Standort B (Schaltanlage)

EIN Eingespeist

EN Engpassfreies Netz

ERS Ersatz

IR Stromrestriktion

inst Installiert

LFR Lastflussrestriktion

max Maximal

min Minimal

NV Netzverluste

nenn	Nennwert
soll	Sollwert
TM	Topologiemäßnahme
UR	Spannungsrestriktion

Hochgestellte Indizes

AFV	Ausfallvariante
EA	Erzeugungsanlage
KE	Kompensationselement
KNO	Knoten
KUP	Sammelschienenkupplung (allgemein)
LA	Last
LKPL	Längskupplung
LS	Leistungsschalter
LTG	Leitung
MSW	Maßnahme Sammelschienenwechsel
MZA	Maßnahme Zu- oder Abschalten
NNS	Netznutzungssituation
QKPL	Querkupplung
SS	Sammelschiene
TSV	Theoretische Schaltungsvarianten
TM	Topologiemäßnahme
TR	Transformator
VKPL	Vollkupplung
ZWG	Zweig
ZWG*	Zweig (Einschleifung, Stich- bzw. Doppelstichanschluss)

Formelverzeichnis Optimierungsalgorithmus

c_1	Beschleunigungskonstante kognitive Komponente
c_2	Beschleunigungskonstante soziale Komponente
D, d	Vektordimension, Laufindex Dimension
\mathbf{g}_{BEST}	Ergebnisvektor (Global bestes Ergebnis aller Partikel des Schwarms)
i	Laufindex Partikel
\mathbf{p}_{BEST}	Ergebnisvektor (Persönlich bestes Ergebnis eines Partikels)
$rand()$	Gleichverteilte Zufallszahl (Allgemein)
r_1	Gleichverteilte Zufallszahl kognitive Komponente
r_2	Gleichverteilte Zufallszahl soziale Komponente
$Sig()$	Sigmoid-Funktion

t	Iterationsschritt
\mathbf{v}	Geschwindigkeitsvektor (Partikel) (Standard + binäre PSO)
\mathbf{v}^0	Geschwindigkeitsvektor (Partikel) Bitwechsel zu 0 (binäre PSO)
\mathbf{v}^1	Geschwindigkeitsvektor (Partikel) Bitwechsel zu 1 (binäre PSO)
w	Trägheitsfaktor, inertia weight
\mathbf{x}	Positionsvektor (Partikel)
$\mathbf{z}_{\text{pBEST}}^0$	Geschwindigkeitsvektor kognitive Komponente, Erhöht die Wahrscheinlichkeit für einen Bitwechsel zu 0, (binäre PSO)
$\mathbf{z}_{\text{pBEST}}^1$	Geschwindigkeitsvektor kognitive Komponente, Erhöht die Wahrscheinlichkeit für einen Bitwechsel zu 1, (binäre PSO)
$\mathbf{z}_{\text{gBEST}}^0$	Geschwindigkeitsvektor soziale Komponente, Erhöht die Wahrscheinlichkeit für einen Bitwechsel zu 0, (binäre PSO)
$\mathbf{z}_{\text{gBEST}}^1$	Geschwindigkeitsvektor soziale Komponente, Erhöht die Wahrscheinlichkeit für einen Bitwechsel zu 1, (binäre PSO)

D. Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abb. 1.1:	Installierte Leistung von Erzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien verteilt auf die Netz- und Umspannebenen in Deutschland für das Jahr 2015	2
Abb. 2.1:	Aufbau des Elektrizitätsversorgungssystems und Abgrenzung des Betrachtungsbereichs	6
Abb. 2.2:	Zeitbereiche der Netzbetriebsprozesse	8
Abb. 2.3:	Schaltanlagen auf der 110-kV-Verteilnetzebene	12
Abb. 2.4:	Vollkupplung	13
Abb. 2.5:	Betrachtete Netzbetriebszustände	18
Abb. 2.6:	Bestehende Methoden zur Modellierung einer veränderbaren Netztopologie.....	27
Abb. 2.7:	Bestehende Methode zur Modellierung der Schaltfelder.....	28
Abb. 2.8:	Bestehende Methode zur Modellierung der Kuppelfelder (Querkupplung)	29
Abb. 2.9:	Lokale Nebenbedingungen für eine Querkupplung	30
Abb. 3.1:	Beispiele für die Modellierung der Spannungsstraffunktion	41
Abb. 3.2:	Beispiele für die Modellierung der Stromstraffunktion.....	41
Abb. 3.3:	Neue Modellierungsmethode für Kuppelfelder (Querkupplung).....	44
Abb. 3.4:	Neue Modellierungsmethode der Kuppelfelder (Vollkupplung)	45
Abb. 3.5:	Adaptierte Modellierungsmethode für Schaltfelder.....	46
Abb. 3.6:	Netzeinbindungsvarianten von Stationen	47
Abb. 3.7:	Modellierung für Leitungsschaltfelder zur Einhaltung globaler Nebenbedingungen	48
Abb. 3.8:	PSO-Flowchart.....	52
Abb. 3.9:	Aktualisierung der Partikelposition	54
Abb. 3.10:	Verfahrensablauf zur Schaltzustandsoptimierung	62
Abb. 3.11:	Übersicht über das Gesamtverfahren des erweiterten Engpassmanagements.....	65
Abb. 4.1:	Modellnetz I.....	68
Abb. 4.2:	Modellnetz II.....	69
Abb. 4.3:	Saisonale Einspeisecharakteristik eines verwendeten Windparks	72
Abb. 4.4:	Saisonale Einspeisecharakteristik eines verwendeten Photovoltaikparks.....	73
Abb. 4.5:	Saisonale Einspeisecharakteristik eines verwendeten Laufwasserkraftwerks	74
Abb. 4.6:	Saisonale Lastcharakteristik eines ländlichen Mittelspannungsnetzes (Residuallast)	75
Abb. 4.7:	Lokalität der Engpässe für das Modellnetz I im Ausgangszustand	79
Abb. 4.8:	Konvergenzverlauf des Verfahrens zur Schaltzustandsoptimierung	81
Abb. 4.9:	Topologische Maßnahme in Modellnetz I	82
Abb. 4.10:	Lokalität der Engpässe für das Modellnetz II im Ausgangszustand	83
Abb. 4.11:	Topologische Maßnahmen in Modellnetz II.....	84
Abb. 4.12:	Eingespeiste Leistung bei stufenloser und 4-stufiger Abregelung.....	88
Abb. 4.13:	Abzuregelnde Energie und Verlustenergie für das Modellnetz I.....	92
Abb. 4.14:	Abzuregelnde Energie und Verlustenergie für das Modellnetz II	93

Tab. 2.1:	Zulässige Betriebsspannungen in HöS- und HS-Netzen	19
Tab. 3.1:	Schwarmgrößen in der Literatur.....	58
Tab. 3.2:	Parametervorschläge und Parameterauswahl für den PSO-Algorithmus	59
Tab. 4.1:	Kenndaten der untersuchten 110-kV-Netzgruppen	69
Tab. 4.2:	Nachteile der Sprungfunktion als Restriktionsmodellierungsmethode	76
Tab. 4.3:	Engpässe bei der Ausgangstopologie in Modellnetz I.....	78
Tab. 4.4:	Betriebsmittelauslastung vor und nach der Lastflussoptimierung.....	80
Tab. 4.5:	Kenngößen der Lastflussoptimierung	80
Tab. 4.6:	Engpässe bei der Zieltopologie in Modellnetz I.....	82
Tab. 4.7:	Engpässe bei der Ausgangstopologie in Modellnetz II	83
Tab. 4.8:	Engpässe bei der Zieltopologie in Modellnetz II.....	84
Tab. 4.9:	Maximale und minimale Einspeise- und Entnahmeleistungen über den Herbsttag ..	86
Tab. 4.10:	Einspeisungen- bzw. Entnahmen im kritischsten Netznutzungsfall (Herbsttag).....	86
Tab. 4.11:	Engpassbehaftete Elemente im kritischsten Netznutzungsfall (Herbsttag)	87
Tab. 4.12:	4-Stufiges und stufenloses Anlagenregelungskonzept im Vergleich	89
Tab. 4.13:	Abzuregelnde Energie und Verlustenergie für die Modellnetze I und II nach Jahreszeit	90
Tab. 4.14:	Energetischer Vergleich von Ausgangs- und Zieltopologie für das Modellnetz I und II über das gesamte Jahr	94
Tab. 4.15:	Differenzierte Netznormalschaltzustände für Modellnetz I und II.....	95
Tab. A.1:	Verwendete Leitungstypen zur Modellierung von 110-kV-Verteilnetzen	112
Tab. A.2:	Verwendete Transformatortypen zur Modellierung von 110-kV-Verteilnetzen	112
Tab. A.3:	Zweigparameter für das Modellnetz I	113
Tab. A.4:	Zweigparameter für das Modellnetz II	114
Tab. A.5:	Netznutzungssituation eines Wintertages für Modellnetz I.....	115
Tab. A.6:	Netznutzungssituation eines Wintertages für Modellnetz II	116